Office national de l'énergie

National Energy Board

Prévisions à court terme concernant la productibilité de **gaz naturel** *dans* le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, *2000-2002*

Évaluation du marché de l'énergie • décembre 2000

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada representé par l'Office national de l'énergie 2000

N° de cat. NE23-82/2000F
ISBN 0-662-85167-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier élctronique : orders@neb.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2000

Cat. No. NE23-82/2000E
ISBN 0-662-29501-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et tableaux iii

Liste des abréviations et unités de mesure iv

Avant-propos v

Aperçu vi

Chapitre 1: Introduction 1

Chapitre 2 : Méthodes et hypothèses

2.1 Productibilité future 2
2.2 Principales hypothèses 2

Chapitre 3 : Production historique et taux de diminution

3.1 Zones gazières du BSOC 4
3.2 Production historique 5
3.2.1 Production par région géographique 5
3.2.2 Production selon l'année de raccordement 6
3.3 Méthode d'analyse de la diminution 7
3.4 Taux de diminution 8

Chapitre 4 : Productivité initiale de puits types

4.1 Taux moyen de productivité initiale des puits 10
4.2 Caractéristiques de production de puits types 11
4.2.1 Caractéristiques historiques de la production 11
4.2.2 Prévisions 11

Chapitre 5 : Activités de forage

5.1 Terminologie du dénombrement des puits 13
5.2 Complétions de puits de gaz 13
5.3 Dépenses de forage de puits de gaz 14
5.4 Prévisions concernant le forage 15
5.5 Autres facteurs 16

Chapitre 6 : Prévisions concernant la productibilité

6.1 Techniques de prévision 17
6.2 Rapprochement historique 17
6.3 Productibilité de base 18

6.4 Variantes des prévisions de productibilité de base 18
6.4.1 Productivité initiale des puits 19
6.4.2 Variantes de scénario de forage 19

Chapitre 7 : Résumé et conclusions 22

Glossaire 23

Annexe un : Production de gaz commercialisable par zone 24

Annexe deux : Taux de production en fonction de la production cumulative par zone selon les raccordements de 1996 33

Annexe trois : Taux de diminution et productivité initiale 37

Annexe quatre : Statistiques de forage par zone 46

Annexe cinq : Rapprochements historiques et prévisions de base sur la productibilité 52

Annexe six : Comparaison entre les niveaux de raccordement de puits projetés et les prévisions sur la productibilité 61

Figures

3.1 Zones gazières du BSOC 5
3.2 Production de gaz commercialisable dans le BSOC selon l'année de raccordement 7
3.3 Courbe d'un exemple de taux en fonction de la production cumulative 8
3.4 Taux moyens de diminution dans le BSOC selon l'année de raccordement 9

4.1 Taux moyen de productivité initiale des puits selon l'année de raccordement 10

5.1 Complétions de puits de gaz dans le BSOC 14
5.2 Dépenses de forage de puits de gaz dans le BSOC 15

6.1 Rapprochement historique de la production de gaz naturel dans le BSOC, 1996 - 1999 18
6.2 Prévisions sur la productibilité de base dans le BSOC 19
6.3 Complétions de puits de gaz et scénarios de forage dans le BSOC 20
6.4 Prévisions de base et variantes prévisionnelles - Productibilité dans le BSOC 21

Tableaux

3.1 Répartition en pourcentage de la production de gaz commercialisable dans le BSOC 6

4.1 Caractéristiques de production de puits de gaz types pour les besoins de rapprochement historique 11
4.2 Caractéristiques de production de puits de gaz types pour les besoins de prévision de la productibilité 12

Abréviations

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
C.-O.	Centre-Ouest
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
ÉMGN	Évaluation du marché du gaz naturel
N.-E.	Nord-Est
N.-O.	Nord-Ouest
ONÉ	Office national de l'énergie
PSAC	Petroleum Services Association of Canada
S.-E.	Sud-Est
S.-O.	Sud-Ouest

Unités de mesure

Préfixe	Facteure de multiplication	Symbole
kilo-	10^3	k
méga-	10^6	M
giga-	10^9	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

m^3/j	= mètres cubes par jour
10^3pi^3	= millier de pieds cubes
10^6pi^3	= million de pieds cubes
$10^{12}pi^3$	= milliard de pieds cubes
Tcf	= billion de pieds cubes
$10^3pi^3/j$	= millier de pieds cubes par jour
$10^6pi^3/j$	= million de pieds cubes par jour
$10^9pi^3/j$	= milliard de pieds cubes par jour
Gj	= Gigajoules (10^9 joules)

101-01576/

AVANT-PROPOS

Dans le cadre de son mandat de réglementation, l'Office national de l'énergie (« l'Office » ou « l'ONÉ ») surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs dérivés) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens à la fois sur le marché intérieur et les marchés d'exportation.

L'ONÉ adoptait en 1987 la Méthode de calcul axée sur les conditions du marché pour évaluer les demandes de permis à long terme d'exportation de gaz naturel. Cette méthode prévoit que l'ONÉ doit publier les rapports *L'Énergie au Canada - Offre et demande*[1] de même qu'une série de rapports intitulés *Évaluations du marché du gaz naturel* (ÉMGN). Par suite de l'intégration croissante des marchés de l'énergie, l'ONÉ a mis en oeuvre un programme d'*Évaluations du marché de l'énergie* (ÉMÉ) ayant pour rôle de produire des analyses concernant les principaux produits énergétiques, soit considérés individuellement, soit intégrés dans une étude globale. Les ÉMGN et les rapports *L'Énergie au Canada - Offre et demande* sont passés sous la coupe du programme d'ÉMÉ. En ce qui a trait au marché du gaz naturel, les ÉMÉ exposent les enjeux qui influent de façon particulière sur le fonctionnement du marché et les caractéristiques des ressources disponibles.

La présente ÉMÉ, intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2000-2002*, examine les facteurs qui influent sur l'offre de gaz naturel à court terme et donne un aperçu de la productibilité jusqu'en 2002. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme, en examinant les tendances récentes concernant les caractéristiques de production de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») et en extrapolant ces tendances pour obtenir un aperçu de la productibilité à court terme du BSOC. Elle constitue en outre une mise à jour de l'ÉMÉ sur la productibilité à court terme publiée par l'Office en septembre 1999.

Pendant l'élaboration du présent rapport, l'ONÉ a tenu des réunions et des entretiens avec des producteurs de gaz naturel, des sociétés pipelinières, des associations de l'industrie gazière et des organismes gouvernementaux. Leurs commentaires et renseignements sont fort appréciés.

1 *L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'en 2025*, publié en juin 1999, est le plus récent de ces rapports.

APERÇU

Depuis quelques années, en Amérique du Nord, la croissance de l'offre de gaz accuse du retard par rapport à la hausse de la demande. Cette situation a provoqué un resserrement de l'offre de gaz sur le continent et, par conséquent, des inquiétudes en ce qui concerne la vigueur de cette offre en Amérique du Nord. Compte tenu de ces faits nouveaux et de l'importance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) pour l'approvisionnement en gaz au Canada, l'ONÉ a mis à jour ses prévisions à court terme concernant la productibilité dans le BSOC.

Le BSOC s'étend sur la majeure partie de l'Alberta, une partie considérable de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan de même que des secteurs du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest. Le gaz naturel produit dans le BSOC satisfait à la presque totalité de la demande canadienne et répond à presque 15 % des besoins de consommation de gaz aux États-Unis. La production de gaz naturel dans le BSOC s'est établie à une moyenne d'environ 465 $10^6 m^3/j$ (16,4 $10^9 pi^3/j$) en 1999, soit une hausse de deux pour cent par rapport à l'année précédente.

La présente Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) se penche sur les caractéristiques de production des puits de gaz naturel de 1990 à 1999. Ces caractéristiques de production sont combinées à des prévisions sur les activités de forage pour produire des prévisions de productibilité de gaz naturel pour la période 2000-2002. En d'autres termes, la productibilité future de gaz naturel est la somme de la production future des puits actuels et de la production des nouveaux puits.

Situation actuelle

Normalement, une fois qu'un puits de gaz a été foré et mis en production, le taux de production diminue à mesure que les réserves s'épuisent. Depuis quelques années, les taux de diminution de puits récemment forés sont plus élevés que ceux des puits plus anciens, et atteignent même 40 % par année. Le taux de diminution global des puits du BSOC se situe plutôt à quelque 20 % par année. Cela reflète la production considérable de puits forés il y a de nombreuses années et dont les taux de diminution sont moins élevés. Compte tenu de ce taux de diminution de 20 %, l'ONÉ prévoit que la production des puits actuels du BSOC diminuera d'environ 85 $10^6 m^3/j$ (3 $10^9 pi^3/j$) chaque année. Ce volume de production équivaut à la consommation de gaz naturel en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan en 1999.

On peut prévoir la production des nouveaux puits en extrapolant les tendances des caractéristiques de production de puits récents et en établissant des prévisions pour le nombre de puits qui seront forés à l'avenir. L'ONÉ a analysé les données historiques sur la production et déterminé un profil de production d'un nouveau puits type. Ce profil est constitué des valeurs de productivité initiale des puits et du taux de diminution.

Deux tendances clés ont été observées. Premièrement, les puits récemment forés commencent à produire à des taux plus faibles que les puits forés il y a plus de cinq ans. Deuxièmement, la production de ces puits diminue plus rapidement que celle des puits plus anciens.

En supposant que les tendances récentes relatives aux caractéristiques de production se maintiendront à court terme, il est possible d'affirmer que les puits futurs seront généralement moins productifs que les puits forés il y a quelques années. En conséquence, l'industrie devra forer un plus grand nombre de puits pour contrebalancer les diminutions de production des puits de gaz actuels si elle veut accroître, ou du moins maintenir, la productibilité globale dans le BSOC.

Prévisions

En se fondant sur des discussions avec des représentants de l'industrie gazière, les prévisions des associations de forage et ses propres analyses, l'Office prévoit qu'environ 8 100 puits de gaz seront forés en 2000, 8 700 en 2001 et 8 900 en 2002. L'Office prévoit en outre que les activités de forage se déplaceront vers des zones plus prolifiques situées dans l'Ouest et le Nord du BSOC. Une fois jumelée aux caractéristiques prévues pour les nouveaux puits et à la productibilité attendue des puits actuels, cette intensification des activités de forage se traduit par une hausse de la productibilité totale, qui passe de 465 $10^6 m^3/j$ (16,4 $10^9 pi^3/j$) en 1999 à 495 $10^6 m^3/j$ (17,5 $10^9 pi^3/j$) en 2002.

L'ONÉ reconnaît toutefois que de nombreux facteurs d'incertitude influeront sur le niveau de productibilité future, le principal étant le niveau d'activités de forage. Par exemple, si 9 800 puits de gaz étaient forés, la productibilité pourrait grimper à 530 $10^6 m^3/j$ (18,8 $10^9 pi^3/j$) d'ici 2002. En revanche, la productibilité demeurera stagnante si les activités de forage se maintiennent à un niveau de seulement 8 100 puits de gaz par année.

INTRODUCTION

En 1999, la production de gaz naturel extrait du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a totalisé environ 170 $10^6 m^3$ (6,0 $10^{12} pi^3$), soit un taux de production moyen de 465 $10^6 m^3/j$ (16,4 $10^6 pi^3/j$), ce qui fait du BSOC l'un des bassins les plus productifs de l'Amérique du Nord. Le gaz du BSOC satisfait à la presque totalité de la demande intérieure de gaz naturel au Canada[1]. En fait, le BSOC répond à un quart de la demande nord-américaine totale[2]. Ses marchés comprennent, en plus du Canada, les États américains du Midwest, du Nord-Est et du Nord-Ouest en bordure du Pacifique ainsi que la Californie.

Depuis quelques années, en Amérique du Nord, la croissance de l'offre de gaz naturel accuse du retard par rapport à celle de la demande. Cette situation est principalement attribuable au faible niveau des prix du pétrole durant la période 1997-1998, qui a occasionné une chute des rentrées de fonds des producteurs et, par le fait même, un ralentissement des activités de forage sur l'ensemble du continent nord-américain. Grâce à la hausse des prix du pétrole, en 1999, et à l'augmentation des rentrées de fonds qui a suivi, les producteurs canadiens ont foré un nombre record de 6 300 puits de gaz. Malgré ce regain d'activité, la production de gaz naturel dans le BSOC n'a augmenté que marginalement, soit de quelque 11 $10^6 m^3/j$ (0,4 $10^6 pi^3/j$), ou environ deux pour cent. Cette hausse anémique provoque certaines inquiétudes quant à la vigueur de l'offre en provenance du BSOC, surtout si l'hiver canadien devait se révéler plus rigoureux qu'il ne l'a été au cours des quelques dernières années.

Dans son ÉMÉ de septembre 1999 sur la productibilité à court terme de gaz naturel, l'ONÉ avait prévu que la production s'accroîtrait d'environ 14 $10^6 m^3/j$ (0,5 $10^6 pi^3/j$) en 1999 et que cette croissance serait assurée par le forage de quelque 5 000 puits de gaz. Ces attentes s'appuyaient sur l'hypothèse selon laquelle les caractéristiques de production des nouveaux puits seraient les mêmes que celles des puits pour lesquels on disposait des données à jour; or selon les chiffres les plus récents, cette hypothèse ne s'est pas confirmée.

Pour les besoins de la présente ÉMÉ, l'Office a mis à jour son évaluation de la productibilité à court terme en fonction des tendances observées relativement aux caractéristiques de production du BSOC. Ce faisant, l'ONÉ n'a pas tenté d'apparier l'offre et la demande comme il l'avait fait dans son rapport précédent; l'ONÉ a plutôt déterminé le niveau de l'offre de gaz qui découlerait d'un programme de forage actif. En effectuant ses analyses, l'Office s'est concentré uniquement sur les tendances de la productibilité annuelle et n'a pas tenté de tenir compte des fluctuations saisonnières de la productibilité, y compris les variations attribuables à l'utilisation d'aires de stockage de gaz.

1 Le début des livraisons du gaz de l'île de Sable aux consommateurs de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick est prévu pour 2000. Par ailleurs, l'Ontario sera en mesure d'importer du gaz des États-Unis en quantités considérables une fois le gazoduc Vector mis en service vers la fin de 2000.

2 Dans le contexte du présent rapport, l'Amérique du Nord est constituée du Canada et des 48 États continentaux des États-Unis.

MÉTHODES ET HYPOTHÈSES

2.1 Productibilité future

La productibilité future de gaz naturel est fonction de la productibilité initiale des puits de gaz naturel actuels, de la diminution normale de la productibilité des puits actuels à mesure que les réserves s'épuisent, du nombre de nouveaux puits de gaz forés et de la productibilité moyenne des nouveaux puits de gaz. Par conséquent, on peut exprimer la productibilité future, en termes généraux, par l'équation suivante :

productibilité future = [productibilité des puits actuels - diminution] + [productivité d'un nouveau puits type multipliée par le nombre de nouveaux puits]

L'Office a employé cette équation pour déterminer la productibilité future.

2.2 Principales hypothèses

Les prévisions de productibilité s'appuient sur un certain nombre d'hypothèses visant à tenir compte de la complexité des analyses et de la dynamique du secteur de la production de gaz naturel. Elles comprennent :

- les taux de diminution des puits actuellement raccordés ne varient pas considérablement;

  Le taux moyen de diminution des puits actuels est supposé constant pour toute la période de prévision. Cette hypothèse n'est toutefois pas considérée comme étant d'importance critique parce qu'il faudrait plusieurs années pour qu'un changement du taux de diminution ait une incidence importante sur la productibilité globale.

- les caractéristiques de production des puits futurs peuvent être déterminées par extrapolation du rendement de puits récemment forés;

  La prévision concernant la productibilité repose sur les profils de production attendus de puits types; ces profils sont eux-mêmes fondés sur le rendement de puits récemment forés. Tout écart entre les profils de production prévus et les profils des puits déjà en production influera directement sur la productibilité. Pour prévoir la productibilité, il faut compenser pour tout écart de capacité de production des puits, soit en augmentant le nombre de puits, soit en le réduisant.

- les zones d'intérêt disponibles justifient le nombre de puits inclus dans les prévisions;

  Habituellement, la quantité de réserves découvertes dans un bassin diminue avec le temps, à mesure que le nombre cumulatif de découvertes se rapproche du potentiel ultime du bassin. En règle générale, la quantité de réserves ajoutées diminue graduellement; pour la

présente période de prévision de trois ans, une variation radicale des additions aux réserves serait considérée comme anormale. Différentes études sur le potentiel ultime révèlent en outre que les gisements de faible ampleur sont généralement découverts à mesure que le bassin vient à maturité et la plupart des bassins contiennent beaucoup de petits gisements. La présente prévision est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les zones d'intérêt disponibles justifient le nombre de puits utilisé comme critère prévisionnel. Les producteurs consultés reconnaissent la validité à court terme de cette hypothèse.

- des installations, telles que les usines à gaz et les canalisations de collecte, seront ajoutées en fonction des besoins;

  Pour accroître la productibilité de gaz, les producteurs devront peut-être forer davantage de nouveaux puits dans des zones plus lointaines du BSOC. Il se peut que l'infrastructure n'y soit pas aussi bien développée que celle d'autres régions du bassin, ce qui pourrait retarder le raccordement des nouveaux puits. À court terme, on suppose que des installations, des usines à gaz par exemple, seraient disponibles.

- les puits peuvent entrer en production dès qu'ils sont forés;

  Le délai entre la complétion d'un puits et sa mise en production est très court dans les zones peu profondes du BSOC, où la majorité des puits sont en cours de forage. L'incidence de cette courte période sur la productibilité serait minimale dans les zones peu profondes. Dans les zones éloignées, dont l'accès est plus difficile, des délais plus longs sont prévisibles. Bien que la recrudescence récente des activités de forage se soit produite dans les zones peu profondes, le forage dans les zones plus profondes s'est maintenu et un stock normal de puits forés précédemment sont prêts à être raccordés pour mise en production.

- le parc d'installations de forage est suffisant pour le maintien d'un programme de forage actif de puits de pétrole ou de gaz;

  Le forage de puits de pétrole et de gaz s'étant accru considérablement au cours de la dernière année, les taux d'utilisation des installations ont augmenté. Bien que ces taux soient élevés, les associations d'entreprises de forage et de services signalent qu'elles ont encore la capacité nécessaire pour soutenir des programmes actifs de forage de puits de pétrole et de gaz.

- la productibilité ne sera pas contrainte par une demande insuffisante à court terme.

  Une dernière hypothèse principale veut que la productibilité ne soit pas limitée par une demande insuffisante à court terme. Cette hypothèse est justifiée par le fait que la capacité pipelinière augmentera de 42 $10^3 m^3/j$ (1,5 $10^9 pi^3/j$) lorsque le gazoduc Alliance entrera en service en novembre 2000. Une période de capacité excédentaire suivra pendant que le marché intégrera l'accroissement marginal attribuable à ce nouveau gazoduc.

En résumé, le taux de diminution de la production actuelle et la production des nouveaux puits, tel que déterminé par les profils de production des puits types (taux de diminution et productivité initiale) et les activités de forage, sont les principaux facteurs de détermination de la productibilité future. Ces facteurs sont examinés en détail dans les chapitres qui suivent.

PRODUCTION HISTORIQUE ET TAUX DE DIMINUTION

La production des puits actuels constituera un élément important de la productibilité future durant la période de prévision. Le présent chapitre porte sur les données de production historiques et particulièrement sur les taux de diminution.

3.1 Zones gazières du BSOC

Le BSOC s'étend sur la majorité de l'Alberta, une partie considérable de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan de même que des parties du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest. La topographie et la géologie de cette vaste région varient considérablement et cela influe sur les stratégies d'exploration et de mise en valeur de l'industrie gazière. À titre d'exemple, en ce qui concerne la topographie, l'accès pour les besoins de forage est essentiellement illimité dans le Sud-Est du bassin, caractérisé par des prairies, tandis qu'il est plus difficile dans l'Ouest, au pied des Rocheuses. Dans le Nord du bassin, la présence du muskeg fait en sorte que le forage doit avoir lieu l'hiver, lorsque le sol est gelé. En conséquence, les dépenses de forage des puits varient en fonction des caractéristiques topographiques. En règle générale, si l'accès est restreint, les coûts de forage augmentent et le niveau des activités de forage et de mise en valeur diminue.

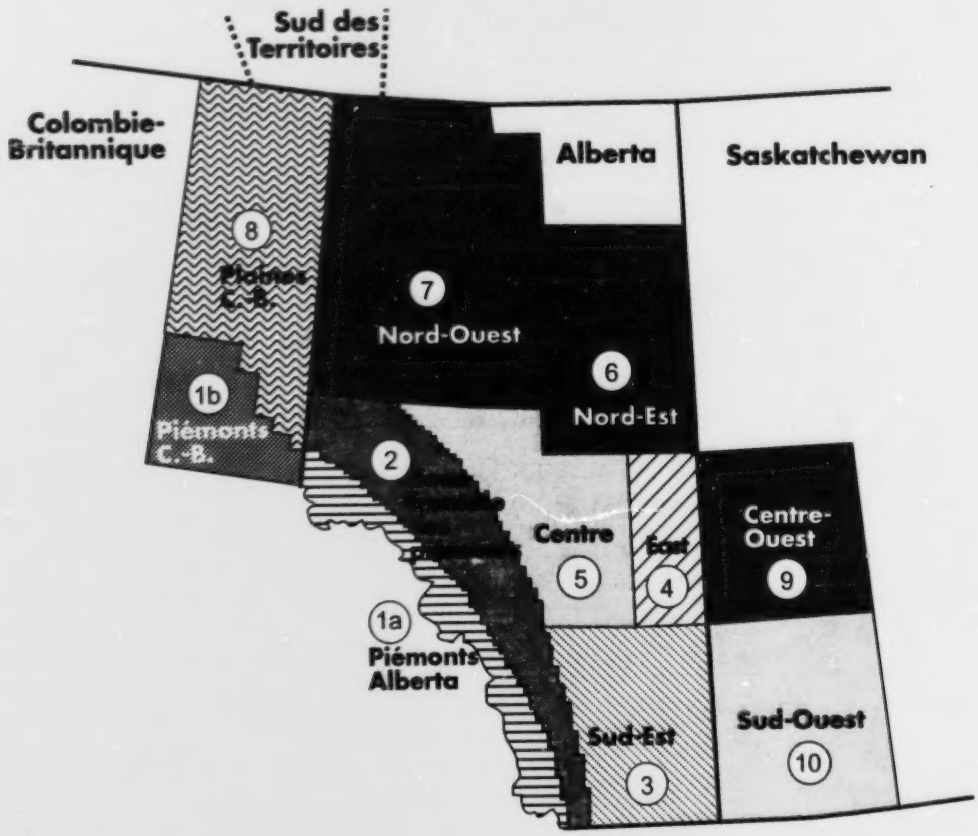
Les caractéristiques géologiques peuvent également influer de façon considérable sur les activités et coûts de forage selon les régions envisagées. Dans le BSOC, les formations géologiques chutent vers le Sud-Est, de sorte que les profondeurs de forage et la complexité des opérations augmentent d'est en ouest.

Ces différences d'accès et de profondeur de forage se traduisent par de très grands écarts de coûts de forage entre les différentes zones du BSOC. Ainsi, un puits peu profond dans le Sud-Est de l'Alberta ou le Sud-Ouest de la Saskatchewan peut coûter moins de 100 000 $, tandis qu'un puits profond dans les piémonts est bien plus productif, mais peut coûter jusqu'à 10 millions de dollars. Les réserves et la productivité ont tendance elles aussi à varier selon la zone. Les taux de productivité initiale des puits peu profonds du Sud-Est de l'Alberta et du Sud-Ouest de la Saskatchewan s'établissent généralement à 6 $10^3 m^3/j$ (0,2 $10^6 pi^3/j$), alors que certains puits profonds des piémonts affichent un taux de productivité initiale de 600 $10^3 m^3/j$ (21 $10^6 pi^3/j$).

Comme les caractéristiques physiques du BSOC varient énormément d'une région à l'autre, il est possible de le diviser en plusieurs zones de moindre étendue, mais dont les caractéristiques seraient similaires. Pour les besoins du présent rapport, le BSOC a donc été divisé en 12 zones désignées en fonction de la classification établie par la Petroleum Services Association of Canada (PSAC), mais avec certaines modifications. Les autres zones désignées par la PSAC n'ont pas été retenues parce que les activités y sont axées sur le pétrole. De plus, la zone des piémonts, telle que désignée par la PSAC, a été subdivisée en deux zones (1a - Piémonts de l'Alberta et 1b - Piémonts de la C.-B.). Enfin, une

FIGURE 3.1

Zones gazières du BSOC



douzième zone a été établie, soit celle du Sud des Territoires (figure 3.1). Chacune de ces zones a été analysée séparément et a fait l'objet de prévisions de productibilité distinctes. Toute donnée afférente à une zone de plus grande envergure, telle que l'ensemble du BSOC, représente la somme des résultats de toutes les zones qui en font partie.

3.2 Production historique

Le total de la production de gaz commercialisable extrait du BSOC est passé d'environ 269 $10^6 m^3/j$ (9,5 $10^9 pi^3/j$) en 1990 à plus de 465 $10^6 m^3/j$ (16,4 $10^9 pi^3/j$) en 1999. Les facteurs de cette croissance ont considérablement varié selon la région et l'année de mise en production des puits.

3.2.1 Production par région géographique

Quelque 84 % du gaz produit dans le BSOC en 1999 a été extrait en Alberta, et le reste en Colombie-Britannique (12 %), en Saskatchewan (quatre pour cent) et, pour un faible pourcentage, dans les Territoires du Nord-Ouest (tableau 3.1).

Plus du quart du gaz produit dans le BSOC en 1999 a été extrait de la zone frontale des piémonts. Cette zone contribue le plus à la production dans le BSOC depuis de nombreuses années. Sa quote-

TABLEAU 3.1

Répartition en pourcentage de la production de gaz commercialisable dans le BSOC

Province	Zone	Janvier 1990	Janvier 1995	Janvier 2000	Rang 2000
Alberta	Piémonts	5.3	4.0	3.5	7
	Zone frontale	27.6	25.6	25.7	1
	Sud-Est	15.2	13.4	14.7	2
	Est	4.0	4.3	3.2	8
	Centre	18.6	16.2	13.6	4
	Nord-Est	6.1	8.5	8.6	6
	Nord-Ouest	7.6	11.0	14.4	3
	Somme partielle	**84.4**	**83.0**	**83.6**	
B.C.	Plains	10.2	10.6	10.3	5
	Piémounts	0.7	1.8	1.9	10
	Somme partielle	**10.9**	**12.4**	**12.3**	
Sask.	Centre-Ouest	0.7	1.7	1.1	11
	Sud-Ouest	3.9	2.5	2.6	9
	Somme partielle	**4.6**	**4.2**	**3.7**	
Territoires		0.1	0.3	0.4	12

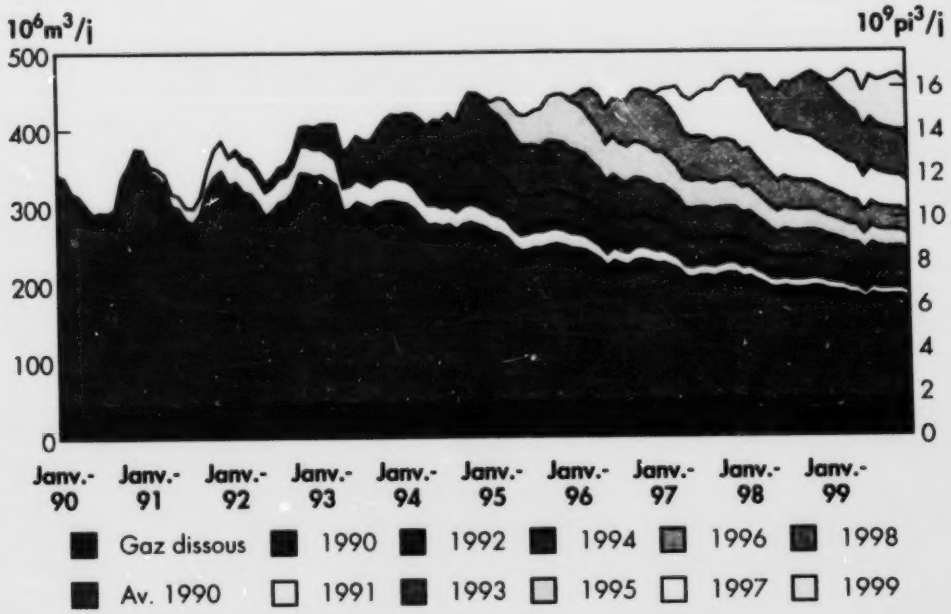
part du total de la production du BSOC est demeurée constante et démontre que le taux de production de cette zone correspond à la croissance moyenne de la production dans le BSOC. En revanche, la quote-part du Nord-Ouest et du Sud-Est de l'Alberta mis ensemble s'est accrue de cinq pour cent depuis 1995, ce qui indique leur importance grandissante pour la productibilité du BSOC.

3.2.2 Production selon l'année de raccordement

La figure 3.2 présente la production de gaz naturel commercialisable selon l'année de raccordement. Le regroupement des données selon l'année de raccordement permet de connaître le total de la production et l'évolution des caractéristiques de production dans le temps. Il illustre en outre l'importance des activités de forage pour la productibilité. À titre d'exemple, 50 % de la production de décembre 1999 est attribuable à des puits raccordés à compter de 1995. Les courbes de plus en plus prononcées indiquent d'autre part que les taux de production des puits récemment raccordés diminuent rapidement; en conséquence, ces puits s'épuiseront à un rythme plus rapide que les puits plus anciens. La production de gaz naturel commercialisable pour chacune des zones est présentée à l'annexe un.

FIGURE 3.2

Production commercialisable de gaz dans le BSOC selon l'année de raccordement



3.3 Méthode d'analyse de la diminution

Pendant la période initiale de mise en valeur d'un bassin, on peut souvent accroître la production en exploitant les réserves actuelles plus intensivement. Or des analyses du BSOC donnent à penser que presque toutes les réserves actuelles sont exploitées à pleine capacité. Dans un tel contexte, une technique d'étude des gisements connue sous le nom *d'analyse de diminution* permet d'évaluer quantitativement les taux de productivité et de diminution.

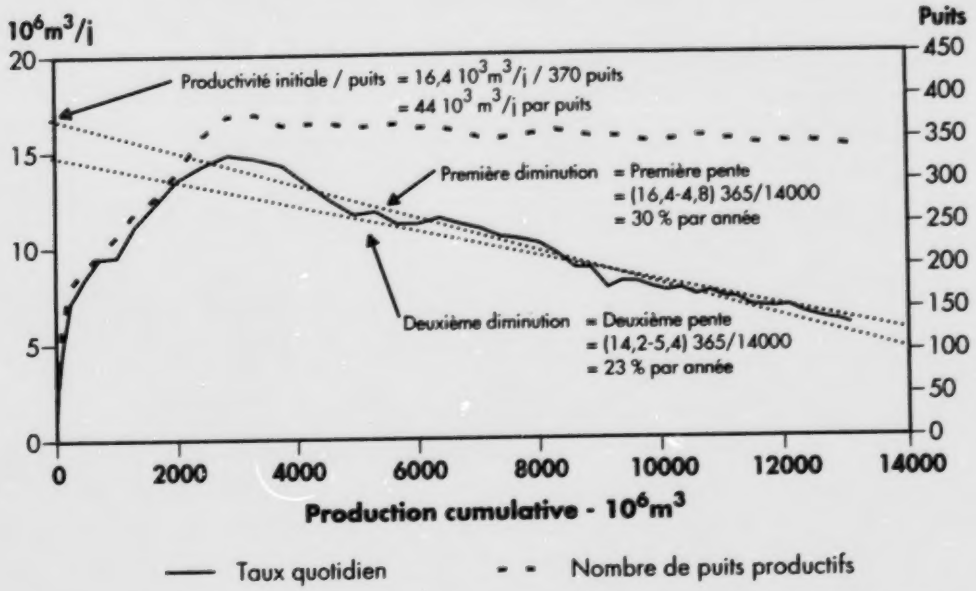
Les taux de diminution de la production de gaz dans les plupart des gisements peuvent être représentés sous forme d'équation exponentielle. Dans un graphique, la diminution exponentielle est représentée par une ligne droite par rapport à une courbe du logarithme du taux de production sur une période donnée ou une courbe du taux de production en fonction de la production cumulative. C'est ce dernier type de courbes a été retenu pour la présente étude.

Afin de déterminer l'évolution de la productivité initiale selon l'année de raccordement, les puits de chacune des 12 zones ont été regroupés d'après leur année de raccordement et de mise en production, durant la période 1990-1999. Dans chaque zone, tous les puits raccordés avant 1990 ont été intégrés dans un seul groupe. Une courbe de taux de production en fonction de la production cumulative a été créée pour chaque groupe. La pente de ces courbes représente le ***taux de diminution*** et révèle une diminution exponentielle lorsque la pente est constante. On note cependant de nombreux cas de diminution rapide de la production durant une année ou deux, suivie d'une stabilisation à un taux inférieur de diminution. Les courbes de taux de production en fonction de la production cumulative sont présentées de manière approximative par deux pentes distinctes pour ces taux de diminution décroissants (figure 3.3).

On a également calculé le ***taux de production initiale*** d'un puits type de chaque groupe. En premier lieu, la productivité initiale du groupe de puits a été déterminée par extrapolation de la droite relative

FIGURE 3.3

Courbe d'un exemple de taux en fonction de la production cumulative



à la courbe du taux de production en fonction de la production cumulative, qui a été ramenée à zéro production cumulative, c'est-à-dire le point de mise en production du groupe de puits (figure 3.3). Ensuite, la productivité initiale de ce groupe de puits a été divisée par le nombre de puits qui continuaient de produire à la fin de l'année de raccordement donnée, afin d'obtenir le taux initial d'un puits type du groupe. Ce taux de production initiale représente le premier mois de production.

Une fois le taux de diminution et la productivité initiale déterminés, il est possible d'établir le profil de production d'un puits type d'une zone particulière et d'une année de raccordement donnée. L'opération est répétée jusqu'à ce que des profils de production aient été déterminés pour les puits selon chaque année de raccordement dans chaque zone. Les profils de production des puits types de chaque zone sont analysés en plus amples détails au chapitre 4.

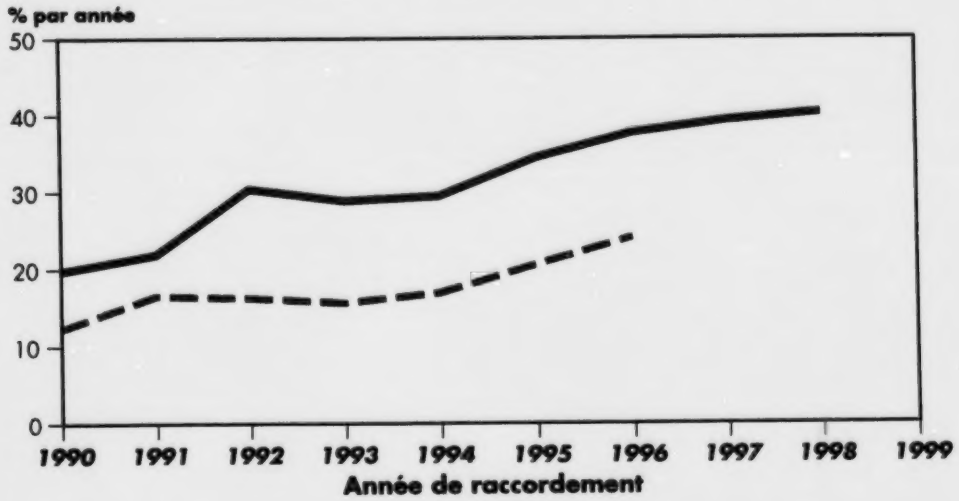
3.4 Taux de diminution

Des analyses de diminution des graphiques du taux de production en fonction de la production cumulative selon chaque année de raccordement ont été effectuées pour chaque zone (l'année 1996 est présentée à l'annexe deux à titre d'exemple). La moyenne pondérée, par nombre de puits, pour ces zones représente le taux global de diminution dans le BSOC pour cette année de raccordement (figure 3.4). Cette analyse des courbes de taux de production en fonction de la production cumulative permet de quantifier et de confirmer les pentes croissantes de chaque année de raccordement successive tel que présenté à la figure 3.2. On note en particulier que les puits récemment raccordés produisent à des taux plus élevés, par rapport à leurs réserves, que les puits plus anciens; par conséquent, les réserves des nouveaux puits seront épuisées plus rapidement. Les taux de diminution par zone sont donnés à l'annexe trois.

Au cours de la première ou des deux premières années de production, le taux nominal de diminution des puits raccordés en 1997 et 1998 a atteint environ 40 %; cependant, le rendement des puits

FIGURE 3.4

Taux moyens de diminution dans le BSOC selon l'année de raccordement



raccordés antérieurement donne à penser que ce taux de diminution se stabilisera à un niveau inférieur après environ deux années de production. Il est possible d'estimer le taux global de diminution dans le BSOC en extrapolant les taux de diminution selon chaque année de raccordement. La production des puits raccordés du BSOC diminue à un taux moyen de 20 % par année (ce qui reflète un grand nombre de puits plus anciens dont la production diminue à des taux inférieurs).

L'analyse indique dans l'ensemble qu'à la lumière des taux de diminution actuels, la production des nouveaux puits doit s'élever à 85 $10^3 m^3/j$ (3 $10^3 pi^3/j$) chaque année pour contrebalancer la diminution de la production actuelle.

PRODUCTIVITÉ INITIALE DE PUITS TYPES

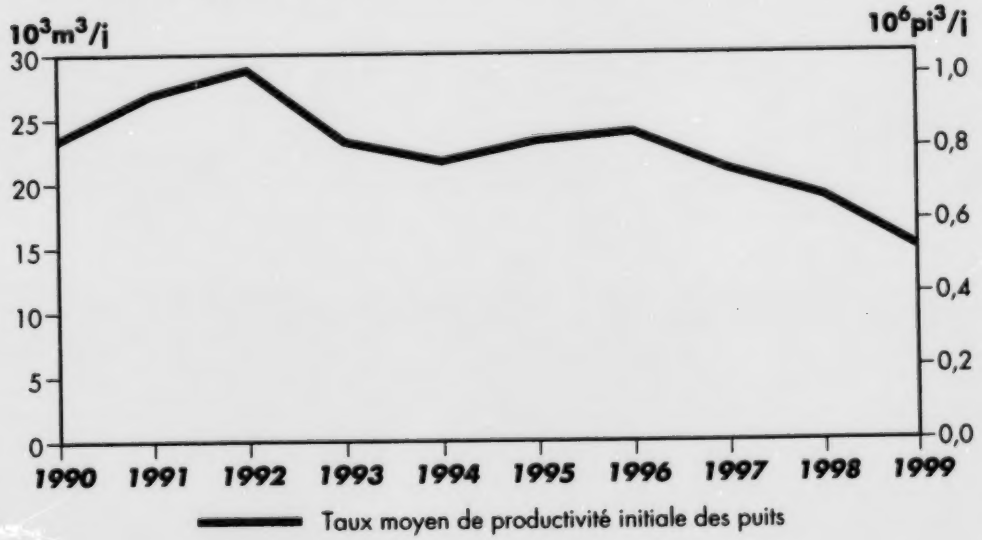
La modification des hypothèses relatives à la productivité initiale de nouveaux puits aura une plus grande influence sur une prévision à court terme de la productibilité que la modification d'hypothèses relatives aux taux de diminution, parce que les effets des taux de diminution sont plus importants à long terme. Le présent chapitre se penche sur les tendances de productivité initiale des puits.

4.1 Taux moyen de productivité initiale des puits

Tel qu'il a été expliqué dans la section 3.3, l'analyse de l'Office a été effectuée pour chaque zone. Toutefois, uniquement à titre d'exemple typique, les valeurs moyennes de productivité initiale des puits ont été calculées pour l'ensemble du BSOC selon chaque année de raccordement (figure 4.1). Le taux moyen de productivité initiale des puits a chuté modérément de 1990 à 1996, mais plus rapidement de 1996 à 1999. Ce déclin témoigne de changements de productivité ainsi que du déplacement des activités de forage depuis des zones de haute productivité à des zones de productivité moins élevée. Un bon nombre des puits récemment raccordés l'ont été dans des zones de faible productivité, par exemple le Sud-Est de l'Alberta. La productivité initiale moyenne des puits raccordés en 1999 s'est située à 15 $10^3m^3/j$ (0,5 $10^6pi^3/j$), ce qui est inférieur au chiffre de plus de 25 $10^3m^3/j$ (0,9 $10^6pi^3/j$) enregistré au début des années 1990.

FIGURE 4.1

Taux moyen de productivité initiale des puits selon l'année de raccordement



4.2 Caractéristiques de production des puits types

Tel qu'il a été expliqué au chapitre 2, on peut prévoir la productibilité future de nouveaux puits en jumelant le profil de production d'un puits type à une prévision de forage. Le profil de production d'un puits type est fondé sur la productivité initiale et le taux de diminution. Étant donné que la productivité initiale influe davantage sur la productibilité à court terme, la productivité initiale a été estimée pour chaque année de prévision, tandis qu'une seule estimation de taux de diminution par zone a été utilisée.

4.2.1 Caractéristiques historiques de la production

Bien qu'une prévision soit fondée sur les caractéristiques de production prévues d'un puits type plutôt que sur des valeurs historiques, il est nécessaire d'examiner ces dernières afin de pouvoir vérifier la technique de prévision, ce que l'on a fait au moyen du « rapprochement historique », qui tente de reproduire quatre années de production par le biais de la méthode de prévision. Les caractéristiques historiques de production des puits types de chaque zone sont présentées au tableau 4.1.

Les caractéristiques de production représentent des taux moyens réels de production et de diminution pour tous les puits producteurs durant une période donnée et selon la zone étudiée. D'après les producteurs consultés, ces caractéristiques de production sont représentatives d'un puits type.

4.2.2 Prévisions

Comme l'indique le tableau 4.1, la productivité initiale d'un puits type varie selon la zone et l'année de raccordement. Il est probable que cette tendance se maintiendra et qu'il sera donc nécessaire de prévoir les caractéristiques de production pour chaque zone avant de pouvoir déterminer la productibilité globale.

TABLEAU 4.1

Caractéristiques historiques de la production de puits types

		Premier taux de dimin.	Début de deuxième dimin.	Deuxième taux de dimin.	Productivité initiale							
					$10^3m^3/j$				$10^6pi^3/j$			
Année de raccordement					96	97	98	99	96	97	98	99
Province	Zone	Pour cent	Mois	Pour cent								
Alberta	Piémonts	18	SO	18	136	102	102	79	4,80	3,60	3,60	2,80
	Z.F. piém.	35	18	25	45	37	42	37	1,59	1,30	1,50	1,30
	S.-E.	48	25	18	10	11	9	7	0,35	0,40	0,31	0,24
	Est	40	30	30	16	15	12	10	0,55	0,53	0,42	0,35
	Centre	52	16	28	25	20	20	16	0,88	0,71	0,71	0,58
	N.-E.	33	18	18	18	14	15	19	0,63	0,50	0,54	0,67
	N.-O.	35	SO	35	45	35	34	33	1,60	1,25	1,20	1,15
C.-B.	Plains	40	15	15	52	44	37	31	1,82	1,57	1,30	1,08
	Piémonts	22	SO	22	306	416	425	425	10,80	14,70	15,00	15,00
Sask.	C.-O.	50	18	15	12	11	14	12	0,44	0,38	0,50	0,44
	S.-O.	40	14	20	3	3	3	2	0,11	0,12	0,12	0,10

Parmi les nombreux facteurs qui détermineront le type de puits qui seront raccordés pendant la période de prévision, les décisions prises par les entreprises de production, à savoir si elles investiront dans les puits de mise en valeur ou les puits d'exploration, auront l'effet le plus immédiat. Les prix peu élevés du pétrole en 1997-1998, qui ont entraîné une réduction des rentrées de fonds, ont incité les entreprises de production à réduire les risques au minimum en mettant en valeur le stock de réserves actuelles. Les hausses récentes des prix du pétrole (et du gaz naturel) pourraient encourager l'industrie à se tourner vers les puits d'exploration. En pareil cas, des puits plus productifs pourraient être forés et mis en production.

Pour la présente prévision, il a été supposé que l'industrie emprunterait les mêmes stratégies de mise en valeur / d'exploration, à l'intérieur d'une zone, que celles employées de 1996 à 1999. Compte tenu de cette hypothèse, la productivité initiale des puits diminuerait dans la plupart des zones à mesure que les producteurs continueraient de forer des puits de mise en valeur avant tout. Les caractéristiques de production future ont été estimées par extrapolation des courbes de taux de diminution et de productivité initiale des puits (annexe trois). Les valeurs prévues pour ces paramètres sont présentées au tableau 4.2.

TABLEAU 4.2

Caractéristiques de production de puits types - Prévisions

		Premier taux de dimin.	Début de deuxième dimin.	Deuxième taux de dimin.	Productivité initiale					
					$10^3m^3/d$			$10^6pi^3/j$		
Année de raccordement					0	1	2	0	1	2
Province	Zone	Pour cent	Mois	Pour cent						
Alberta	Piémonts	18	SO	18	91	85	79	3,20	3,00	2,80
	Z.F. piém.	35	18	25	37	35	33	1,30	1,24	1,16
	S.-E.	55	25	23	6	6	6	0,22	0,22	0,22
	Est	45	30	30	9	8	8	0,32	0,29	0,27
	Centre	52	18	28	18	18	17	0,65	0,62	0,59
	N.-E.	36	18	18	17	17	17	0,59	0,59	0,59
	N.-O.	38	SO	38	34	33	31	1,20	1,15	1,10
C.-B.	Plains	45	15	25	31	30	28	1,10	1,05	1,00
	Piémonts	22	SO	22	425	425	425	15,00	15,00	15,00
Sask.	C.-O.	50	18	15	13	13	13	0,45	0,45	0,45
	S.-O.	45	14	20	3	3	3	0,11	0,11	0,11

ACTIVITÉS DE FORAGE

En plus de dépendre de la productivité initiale des puits, la productibilité future des nouveaux puits résulte directement du nombre de puits ajoutés à la suite des activités de forage.

5.1 Terminologie du dénombrement des puits

Les données estimatives sur les complétions de puits dans le BSOC sont présentées dans différentes publications. Elles sont souvent utilisées pour mesurer le niveau d'activité de l'industrie et la production future. En ce qui concerne les complétions de puits, on considère normalement qu'il s'agit des puits en mesure de produire, mais d'autres termes de sens différent sont parfois employés pour décrire la même réalité. Cette interchangeabilité des termes et les méthodes employées pour recueillir les données peuvent se traduire par des estimations différentes concernant les activités de forage.

Habituellement, le terme complétions désigne les puits dans lesquels du tubage a été installé et qui sont prêts à produire. Toutefois, certains puits considérés comme complétés n'ont peut-être pas été l'objet d'essais après forage et certains qui ont été essayés ne seront peut-être jamais raccordés à un réseau de collecte si les résultats des essais sont insatisfaisants. En outre, il se peut que certains puits classés dans la catégorie des puits de gaz productifs ne produisent que pendant de très courtes périodes. Pour les besoins du présent rapport, les puits de gaz qui n'ont pas produit après la fin de l'année de mise en production n'ont pas été considérés comme étant des puits fructueux.

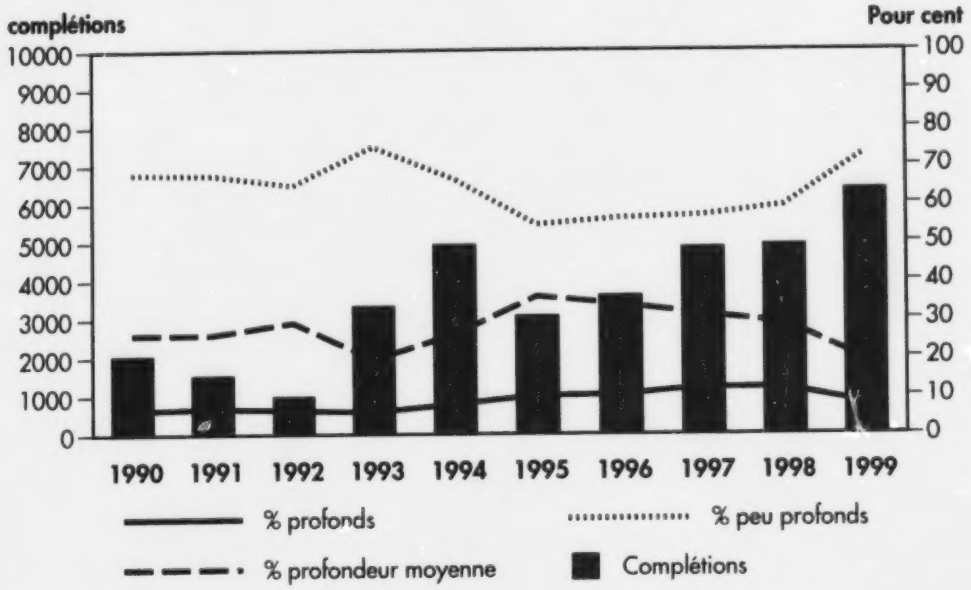
La question est d'autant plus complexe que certains puits comportent des zones multiples, de sorte que le nombre de zones pour lesquelles on rapporte la production d'une certaine quantité de gaz est supérieur au nombre de complétions. Cependant, le nombre de zones dont la production est soutenue (ou que l'Office considère comme des puits fructueux) est à peu près égal au nombre de complétions.

5.2 Complétions de puits de gaz

Depuis 1995, le nombre de complétions de puits de gaz a plus que doublé et a fortement progressé en 1999 (figure 5.1). Le nombre record de complétions de puits de gaz enregistré en 1999 a fait croire à la possibilité de fortes augmentations de productibilité. Ces augmentations ne se sont pas matérialisées pour différentes raisons, dont la concentration élevée de complétions de puits de gaz peu profonds dans le Sud-Est de l'Alberta et le Sud-Ouest de la Saskatchewan. En fait, au cours de la dernière décennie, plus de 60 % du total des complétions de puits de gaz ont été attribuables aux zones peu profondes bien que ces mêmes zones contribuent pour moins de 30 % de la production globale du BSOC en raison de leur taux de productivité plus faible que la moyenne du bassin. En conséquence, il faut un grand nombre de ces puits de faible productivité pour accroître sensiblement la productibilité totale du BSOC. Des données historiques sur les complétions de puits de gaz sont présentées selon chaque zone à l'annexe quatre.

FIGURE 5.1

Complétions de puits de gaz dans le BSOC



Source : Geoscout pour Windows[1]

5.3 Dépenses de forage de puits de gaz

Compte tenu des écarts d'une région à l'autre sur le plan de la productivité et des coûts de forage, le montant des capitaux investis par les entreprises de production dans le forage de puits de gaz est peut-être un meilleur indicateur des efforts qu'elles consacrent à l'accroissement de la productibilité globale que le nombre de puits forés. Par exemple, les puits de gaz des zones profondes du bassin sont beaucoup plus coûteux que ceux des zones peu profondes, mais leur productivité est beaucoup plus élevée.

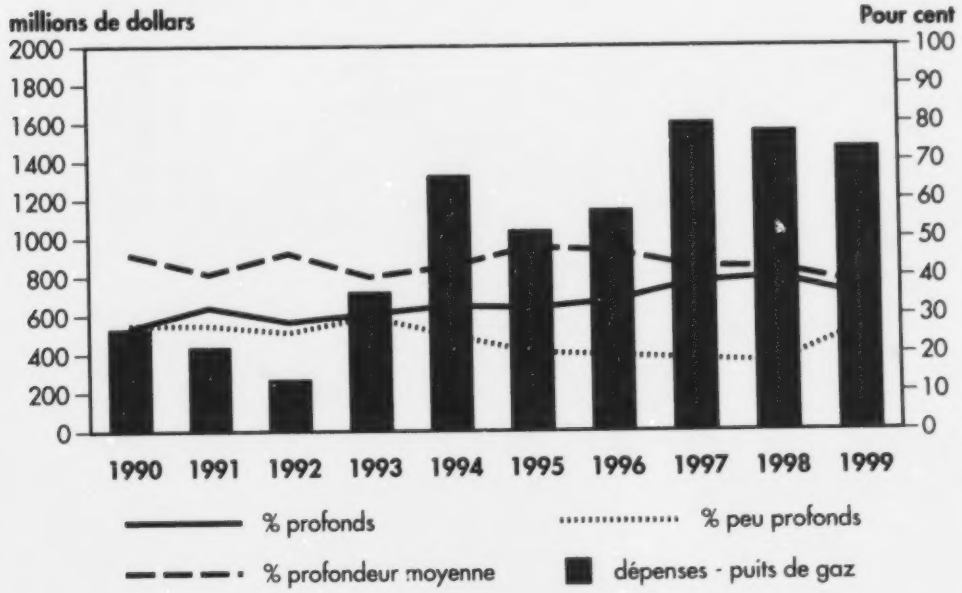
Pour le présent rapport, on a déterminé par zone (exception faite des Territoires) un montant approximatif des dépenses en immobilisations affectées au forage par l'industrie en multipliant le nombre de complétions dans chaque zone par le coût d'un puits type (annexe quatre). Ces dépenses représentent une partie seulement du total des capitaux investis par l'industrie; des capitaux supplémentaires sont requis pour l'achat de terrains, la construction d'installation de traitement du gaz et les activités connexes. Les données indiquent aussi que les zones peu profondes ne représentent qu'environ 30 % des capitaux dépensés pour le forage de puits de gaz, environ le même pourcentage que leur part de la production.

Les dépenses en immobilisations pour le forage de puits de gaz dans le BSOC ont légèrement diminué de 1997 à 1999, en raison des rentrées de fonds moindres dont disposaient les producteurs durant cette période (figure 5.2). La stagnation des dépenses en immobilisations a eu un effet neutralisant sur la productibilité depuis quelques années malgré les complétions de puits plus nombreuses, parce que les producteurs se sont concentrés sur l'accroissement de la productibilité de gaz dans les zones moins coûteuses et moins productives du bassin. Il ne faudrait pas croire que la forte augmentation du nombre de complétions de puits enregistrée jusqu'ici cette année, qui provient

1 En supposant que les complétions comprennent tous les puits de gaz confirmés et 60 % des puits *à l'arrêt*.

FIGURE 5.2

Dépenses de forage de puits de gaz dans le BSOC



principalement des zones peu profondes, laisse supposer une augmentation de production correspondante pour 2000. Des discussions entre l'Office et de nombreux producteurs donnent à penser que l'industrie prévoit augmenter ses budgets de dépenses en immobilisations l'an prochain et qu'une hausse de production devrait en résulter.

5.4 Prévisions concernant le forage

De nombreux analystes et associations de l'industrie prévoient qu'environ 8 000 puits de gaz seront complétés en 2000 et que ce nombre pourrait passer à 9 000 en 2001. La PSAC a publié en octobre 2000 un rapport prévisionnel intitulé 2001 Western Canada Activity Forecast, selon lequel jusqu'à 9 200 puits de gaz seraient forés en 2000 et 9 800 en 2001. La PSAC y prévoit en outre qu'une partie considérable des activités de forage pourraient se déplacer vers l'Ouest et le Nord-Ouest du bassin, zones où les puits sont plus profonds et plus productifs.

L'Office a appuyé une bonne partie de ses prévisions de forage sur les données de l'industrie. Les plus récentes statistiques de forage ont été examinées et comparées avec celles de 1999 pour déterminer tout déplacement des activités d'une zone à l'autre. Bien que les prévisions de forage de l'Office s'appuient sur un nombre de puits moins élevé que celles de la PSAC, la répartition des puits présentée dans l'étude de la PSAC a été utilisée pour repérer les zones où une intensification des activités de forage était probable. À la lumière de discussions avec des producteurs et d'estimations obtenues d'associations de l'industrie, l'Office prévoit 8 100 puits de gaz fructueux en 2000, 8 700 puits de gaz en 2001 et 8 900 puits de gaz fructueux en 2002. Cependant, les divergences d'opinion quant aux forages futurs ont conduit l'Office à élaborer deux scénarios de rechange, tels que décrits dans la section 6.3.

5.5 Autres facteurs

Au cours de discussions avec l'Office, plusieurs producteurs ont fait part d'autres facteurs qui ont influé sur le niveau de dépenses dans l'industrie. Notons par exemple que les fusions et acquisitions au sein du secteur de la production ont pour effet de réduire les dépenses parce que les nouvelles entités doivent prendre le temps d'évaluer leur portefeuille de projets éventuels. De plus, plusieurs producteurs ont comprimé leurs effectifs lorsque les prix étaient plus bas, de sorte qu'ils ne disposent peut-être pas de personnel en nombre suffisant pour effectuer des programmes de recomplétion ni des compétences internes nécessaires pour entreprendre des travaux d'exploration dans des zones à haut risque comme celle des piémonts. Un grand nombre de producteurs ont donc fait part de leur intention de poursuivre l'exploitation de leurs zones essentielles.

PRÉVISIONS CONCERNANT LA PRODUCTIBILITÉ

Le présent chapitre examine les perspectives de productibilité pour la période allant jusqu'à la fin de 2002. Deux variantes de scénario ont été produites pour indiquer les écarts de productibilité qui résultent de la variation des niveaux d'activités de forage.

6.1 Techniques de prévision

Comme il a été expliqué au chapitre 2, la productibilité future du BSOC a été estimée par l'extrapolation des tendances actuelles de la diminution de production des puits existants et l'ajout de la production des nouveaux puits raccordés pendant la période de prévision, c'est-à-dire 2000 à 2002. Les prévisions relatives aux puits de gaz raccordés, à l'intérieur d'une zone, sont fondées sur l'extrapolation de 11 profils de production actuelle (un profil pour les puits d'avant 1990 et un pour chaque année de 1990 à 1999).

La production de gaz dissous extraits des puits de pétrole est une autre composante de productibilité. La production de gaz dissous est constante depuis nombre d'années, c'est pourquoi cette tendance a été extrapolée pour prévoir la production future de gaz dissous.

La productibilité de nouveaux puits est le produit de la multiplication du profil de production d'un puits type par le nombre de puits ajoutés à un moment particulier.

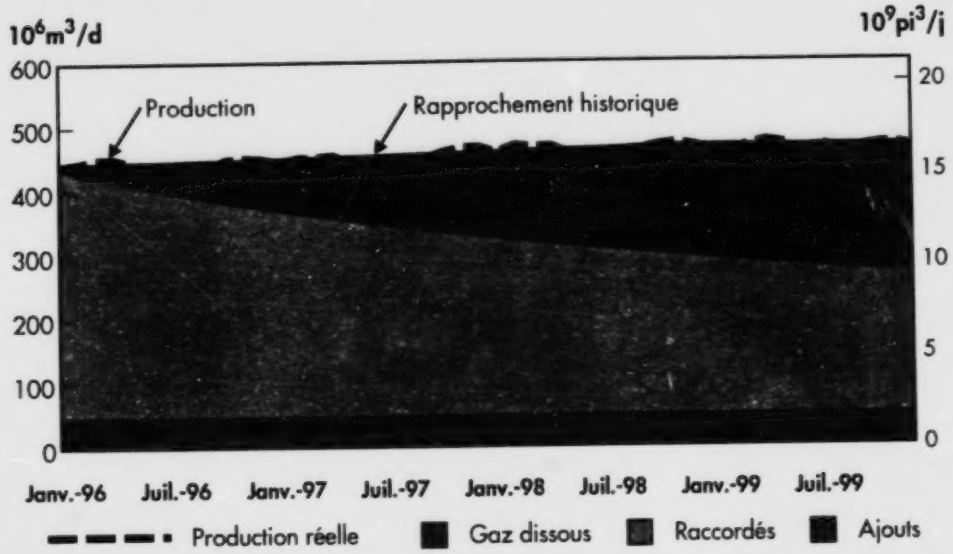
6.2 Rapprochement historique

Comme nous l'avons indiqué précédemment, les techniques de prévision ont été vérifiées grâce à la méthode du rapprochement historique, suivant laquelle les techniques de prévision sont utilisées pour déterminer dans quelle mesure elles se rapprochent de la production historique. Dans le cas qui nous intéresse, on a simulé la période 1996-1999 en regroupant les caractéristiques de production du tableau 4,1 et le nombre de puits raccordés pendant cette même période. Le rapprochement historique qui en résulte est conforme aux tendances générales de la production réelle dans le BSOC (figure 6.1) et justifie les hypothèses sur lesquelles la technique de prévision est fondée.

Les rapprochements historiques des différentes zones sont présentés à l'annexe cinq. Les prévisions relatives aux catégories visées par le rapprochement historique reflètent les valeurs de production réelles présentées dans la figure 3.2, tout comme la répartition selon les catégories de réserves. En outre, les puits ajoutés de 1996 à 1999 contribuent pour près de 50 % de la production à la fin de 1999, ce qui correspond aux données réelles.

FIGURE 6.1

Rapprochement historique de la production de gaz naturel dans le BSOC, 1996-1999



6.3 Productibilité de base

De nombreux producteurs et associations de l'industrie prévoient que le forage de puits de gaz continuera de s'intensifier au cours des quelques prochaines années. Tel qu'indiqué précédemment, la productibilité estimée par l'Office suppose également des activités de forage accrues : 8 100, 8 700 et 8 900 puits de gaz fructueux seront ajoutés en 2000, 2001 et 2002 respectivement. En conséquence, la productibilité de gaz extrait du BSOC passe de 465 $10^6 m^3/j$ (16,4 $10^9 pi^3/j$) en 1999 à 495 $10^6 m^3/j$ (17,5 $10^9 pi^3/j$) à la fin de 2002 (figure 6.2).

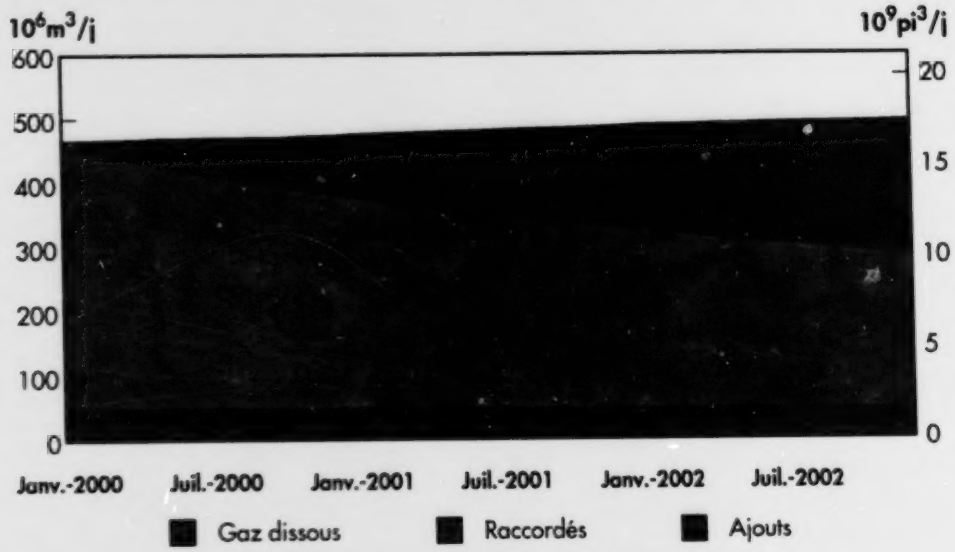
Le dynamisme des activités de forage qui sous-tend cette perspective se traduit par une hausse de 40 % du nombre de puits raccordés entre 1999 et 2002. Alors que le niveau d'activités de forage devrait être élevé dans toutes les zones du BSOC, les plus grandes augmentations, en pourcentage, devraient se produire dans les parties de grande et moyenne profondeur du bassin. Ce déplacement vers les parties plus profondes peut également être démontré par la conversion du nombre de puits en dépenses en immobilisations (compte tenu des coûts par puits indiqués dans l'annexe quatre). Les dépenses en immobilisations pour le de forage de puits de gaz devraient augmenter plus rapidement que le nombre de puits. Ainsi, la productibilité de base prévisionnelle est fondée sur une hausse de 55 % au titre des dépenses en immobilisations pour les puits de gaz de 1999 à 2002. Les prévisions de productibilité sont présentées pour chaque zone à l'annexe cinq.

6.4 Variantes des prévisions de productibilité de base

De nombreux facteurs influent sur les décisions de l'industrie et sa capacité de forage de puits; l'industrie réagit souvent très rapidement à certains de ces facteurs. Par conséquent, le nombre de puits qui seront effectivement forés pourrait varier par rapport aux chiffres utilisés dans les prévisions. Toute variation du nombre de puits influe directement sur la productibilité; de plus, un déplacement géographique du forage de puits de gaz peut avoir le même effet. Pour ces raisons, deux variantes de prévision de la productibilité, établies en fonction de niveaux d'activités de forage différents, sont présentées dans la présente section.

FIGURE 6.2

Prévisions concernant la productibilité de base dans le BSOC



6.4.1 Productivité initiale des puits

Avant de passer aux variantes des prévisions de forage, examinons l'incidence de différentes caractéristiques de production en comparant les résultats des prévisions établies par l'Office en septembre 1999 avec la présente perspective sur la productibilité. On avait suggéré dans le rapport précédent que la productibilité du BSOC pourrait augmenter d'environ 62 $10^6m^3/j$ (2,2 $10^9pi^3/j$) en trois ans si quelque 5 000 puits étaient forés chaque année. Les présentes prévisions font état d'une hausse de 30 $10^6m^3/j$ (1,1 $10^9pi^3/j$) au cours de la même période en supposant le forage de 8 100 puits en 2000, chiffre qui progresserait par la suite pour atteindre 8 900 puits en 2002.

Le rapport précédent était fondé sur les données de productivité initiale disponibles à ce moment-là; de plus, on avait supposé que ces taux demeureraient stables pendant toute la période de prévision. En fait, les données de production récentes révèlent que les taux de productivité initiale des puits du BSOC ont considérablement diminué. Notamment, la productivité initiale des puits raccordés en 1999 est inférieure de près de 40 % à celle des puits raccordés en 1996. Les écarts de productivité initiale expliquent les exigences différentes en matière de puits dans les deux rapports.

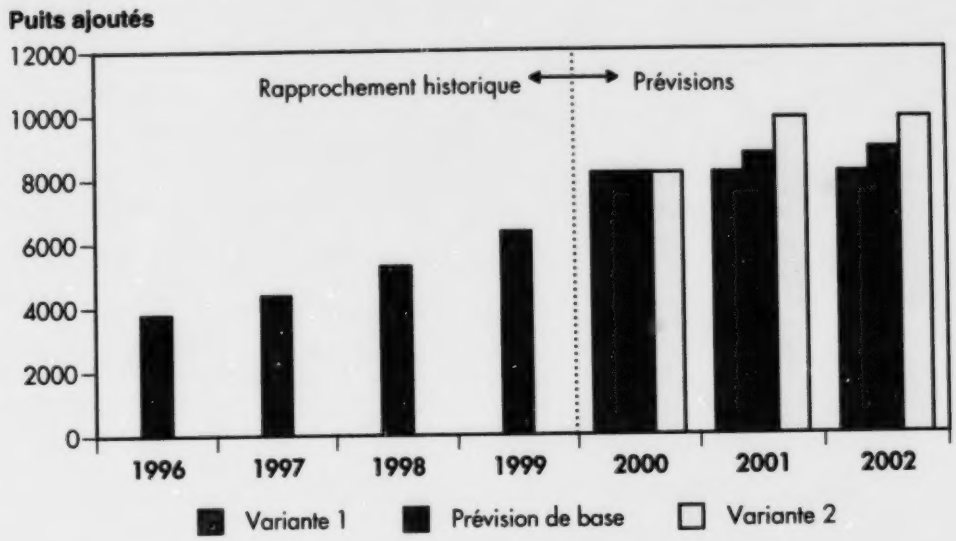
6.4.2 Variantes de scénario de forage

Dans le BSOC, le choix de l'emplacement des nouveaux puits est très important, en raison de la grande diversité des caractéristiques de production et des coûts. On peut tenir compte de cette diversité, en partie du moins, en examinant les dépenses en immobilisations pour le forage des puits de gaz et le nombre de puits.

Le nombre de puits choisi pour ces deux cas supplémentaires, de même que les prévisions de base pour l'ensemble du BSOC, sont présentés dans la figure 6.3 (la productibilité et le nombre de puits selon la zone géographique figurent à l'annexe six).

FIGURE 6.3

Complétions de puits et scénarios de forage dans le BSOC



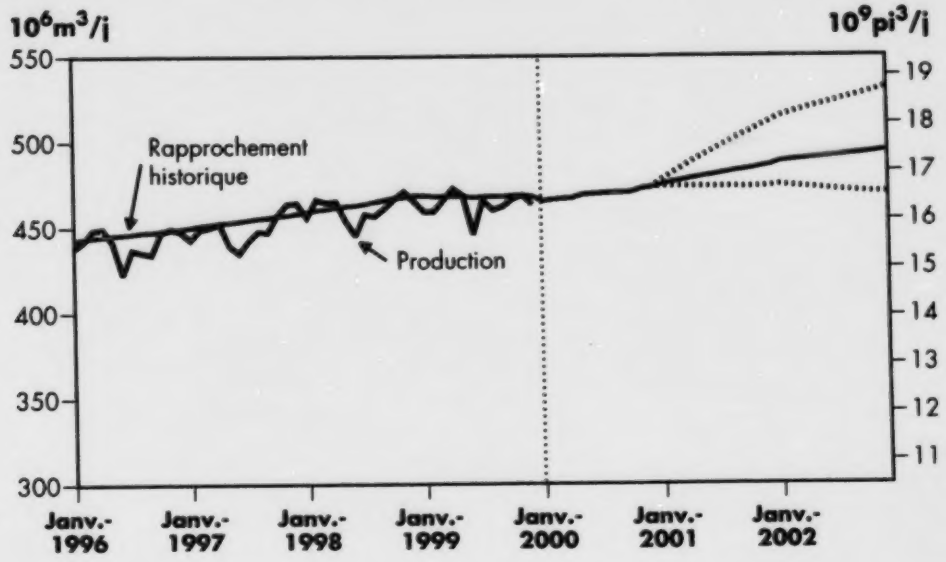
Dans le premier scénario de variante, on a supposé des activités de forage constantes (8 100 puits par année) alors que dans le scénario de référence, les activités de forage augmentent en 2001 et 2002. Pour la période de prévision de trois ans, le scénario de variante ramène le nombre de puits à 95 % et les dépenses à 89 % par rapport aux données correspondantes du scénario de référence. Ce scénario ce traduit par une productibilité de 470 $10^6 m^3/j$ (16,6 $10^9 pi^3/j$) d'ici 2002, soit à peu près le même niveau que la productibilité actuelle.

Dans le deuxième scénario de variante, on a supposé le même niveau d'activités, pour 2000, en ce qui concerne les puits que celui du scénario de référence, mais on utilise les données estimatives de la PSAC établies pour 2001, soit 9 800 puits, et ses modèles de répartition des puits pour 2001 et 2002. Sur l'ensemble de la période de prévision, ce scénario se traduit par une hausse de huit pour cent par rapport au scénario de référence en termes de nombre total de puits et une augmentation de 18 % des dépenses en immobilisations. Cette hausse considérable des dépenses (environ 90 % de plus qu'en 1999) reflète un important déplacement des activités de forage vers les zones de grande et moyenne profondeur du bassin. Le deuxième scénario donne une productibilité de 530 $10^6 m^3/j$ (18,8 $10^9 pi^3/j$) d'ici 2002, ou quelque 37 $10^6 m^3/j$ (1,3 $10^9 pi^3/j$) de plus que le scénario de référence (figure 6.4).

Ces variantes prévisionnelles montrent que la productibilité du BSOC varie considérablement selon le niveau et l'emplacement des activités de forage.

FIGURE 6.4

Prévisions de base et variantes prévisionnelles - Productibilité dans le BSOC



RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

La productibilité de gaz naturel dans le BSOC ne s'est accrue que d'un volume négligeable en 1999, malgré le forage d'un nombre record de puits de gaz. L'examen des caractéristiques de production des puits raccordés au cours des quatre dernières années révèle que la productivité initiale moyenne par puits est en baisse; cela s'explique en partie par le forage d'un nombre croissant de puits de gaz peu profonds.

La baisse du taux de production de tous les puits actuels est un autre facteur qui influe considérablement sur la productibilité. Afin de contrebalancer la diminution annuelle de la production des puits actuels, les nouveaux puits ajoutés au cours d'une année doivent produire au moins 85 $10^6 m^3/j$ (3 $10^9 pi^3/j$) chaque année, soit 20 % de la production courante.

La baisse de la productivité initiale par puits dans le BSOC a été beaucoup plus rapide qu'on ne l'avait prévu. Pour contrer cette tendance baissière, on doit forer un nombre croissant de puits pour accroître l'ensemble de la production de gaz naturel dans le BSOC. Une réorientation de la stratégie de forage en faveur des zones de productivité supérieure permettrait de réduire le nombre de puits nécessaires à l'accroissement de la productibilité.

L'Office prévoit maintenant que la productibilité dans le BSOC pourrait augmenter graduellement pour atteindre 495 $10^6 m^3/j$ (17,5 $10^9 pi^3/j$) d'ici 2002, ce qui représenterait une hausse de quelque 30 $10^6 m^3/j$ (1,1 $10^9 pi^3/j$) par rapport à la production courante. Cependant, pour atteindre ce niveau de productibilité, il faudrait forer jusqu'à 8 900 puits par année d'ici 2002, en plus de déplacer les activités de forage vers les zones plus profondes, et plus productives, du bassin.

Un certain nombre d'incertitudes influeront sur la productibilité du BSOC, y compris le facteur le plus important, soit le niveau des activités de forage. Si 9 800 puits sont forés, tel que le prévoit la PSAC, la productibilité augmenterait de 530 $10^6 m^3/j$ (18,8 $10^9 pi^3/j$) d'ici 2002. Cela représente une hausse de 70 $10^6 m^3/j$ (2,4 $10^9 pi^3/j$), ou 15 % de plus que la productibilité courante. En revanche, la productibilité demeurerait essentiellement stagnante si le nombre de puits forés se maintenait à un niveau d'environ 8 100 puits par année.

Année de raccordement	Année pendant laquelle un puits a été rattaché à un réseau de collecte et de traitement et a commencé à produire.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Il répond aux normes d'utilisation finale.
Gaz brut	Gaz naturel tel qu'il est extrait des gisements.
Gisement (réservoir)	Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
Niveau de stockage	Quantité de gaz naturel contenue dans un réservoir de stockage.
Prévisions à long terme	Prévisions couvrant la période au delà de 2002.
Prévisions à court terme	Prévisions couvrant la période jusqu'en 2002, inclusivement.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir, d'un réservoir de stockage, d'un champ ou d'un système de production à l'intérieur d'une période donnée.
Productivité d'un puits	Quantité de gaz naturel produite par un puits de gaz, dans des conditions normales de production, pendant une période donnée. Le taux est normalement exprimé en milliers de mètres cubes par jour (10^3m^3 ou $10^3pi^3/j$).
Puits de gaz raccordé	Puits de gaz qui a été rattaché à un réseau de collecte et de traitement et qui de ce fait est en production ou prêt à l'être.
Puits de gaz complété	Puits ayant subi un essai de pompage et dans lequel a été inséré un tubage, qui est presque prêt à produire mais qui n'a pas encore été rattaché à un réseau de collecte et de traitement.
Puits de gaz recomplété	Puits complété dans une deuxième zone.
Stockage	Installation ou réservoir dans lequel est emmagasiné le gaz naturel pendant les périodes de faible demande et dont est soutiré le gaz pendant les périodes de forte demande.
Taux de diminution de la production	Terme utilisé pour exprimer la diminution du taux de production dans le temps. Il est habituellement exprimé en pourcentage par année. Les acceptions les plus courantes sont le taux nominal de diminution, soit la pente d'une courbe exponentielle du taux de production en fonction de la production cumulative, ou le taux de diminution effectif, qui est le complément du ratio du taux de production à la fin d'une année donnée au taux de production au début de la même année.
Tubage	Tuyaux fixés par cimentation dans le trou de forage pour isoler deux zones géologiques l'une de l'autre.

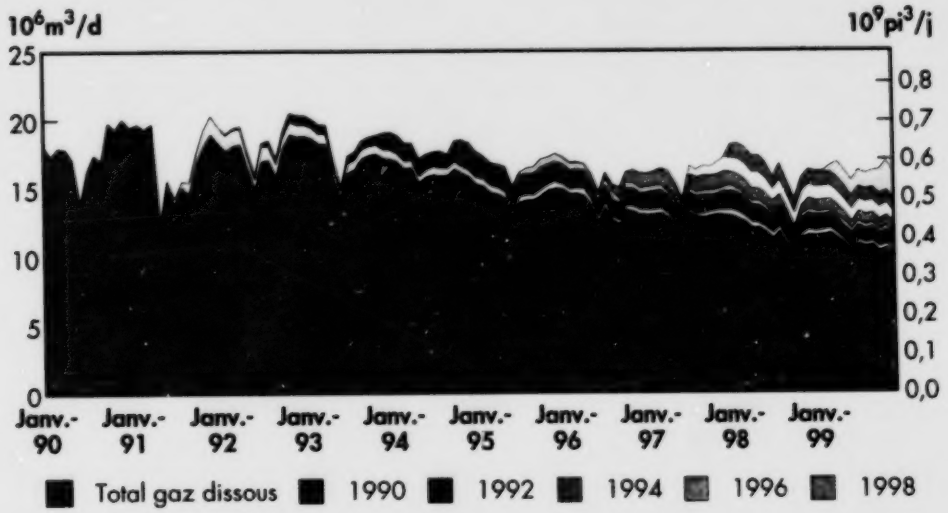
Facteurs de perte de volume et production de gaz commercialisable par zone

FACTEURS DE PERTE DE VOLUME GAZ NATUREL

Province	Zone	Puits de gaz	Puits de pétrole (gaz dissous)
Alberta	Piémonts	0,72	SO
	Zone frontale	0,76	0,76
	Sud-Est	0,93	0,81
	Est	0,95	0,85
	Centre	0,92	0,74
	Nord-Est	0,95	SO
	Nord-Ouest	0,92	0,71
C.-B.	Plaines	0,88	0,78
	Piémonts	0,75	SO
Saskatchewan	Centre-Ouest	0,82	0,80
	Sud-Ouest	0,82	0,80

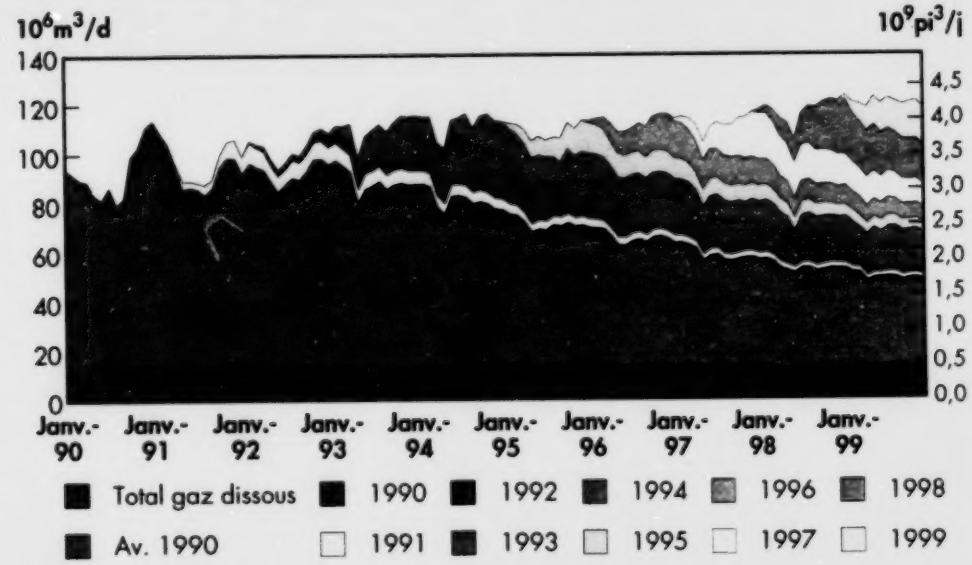
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — PIÉMONTS DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement



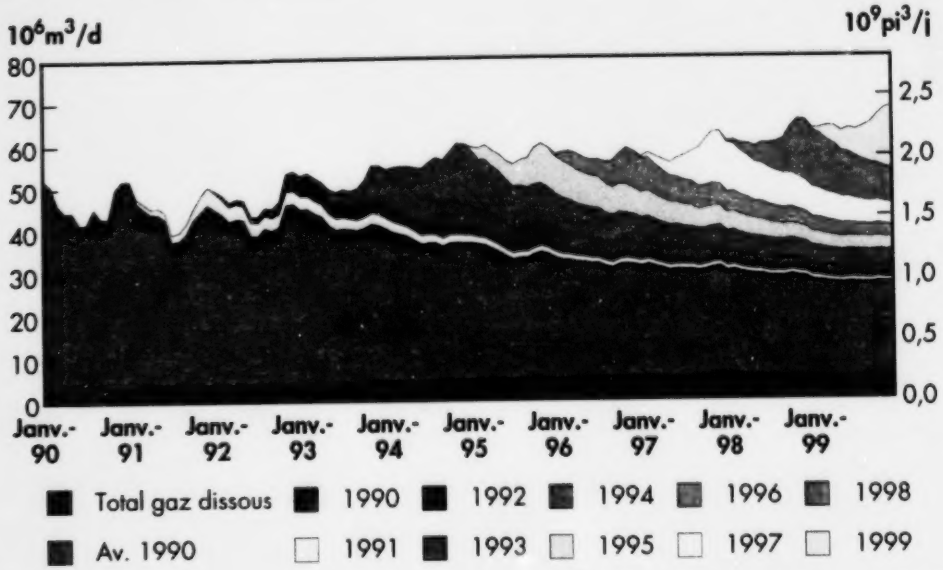
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — ALBERTA

Selon l'année de raccordement



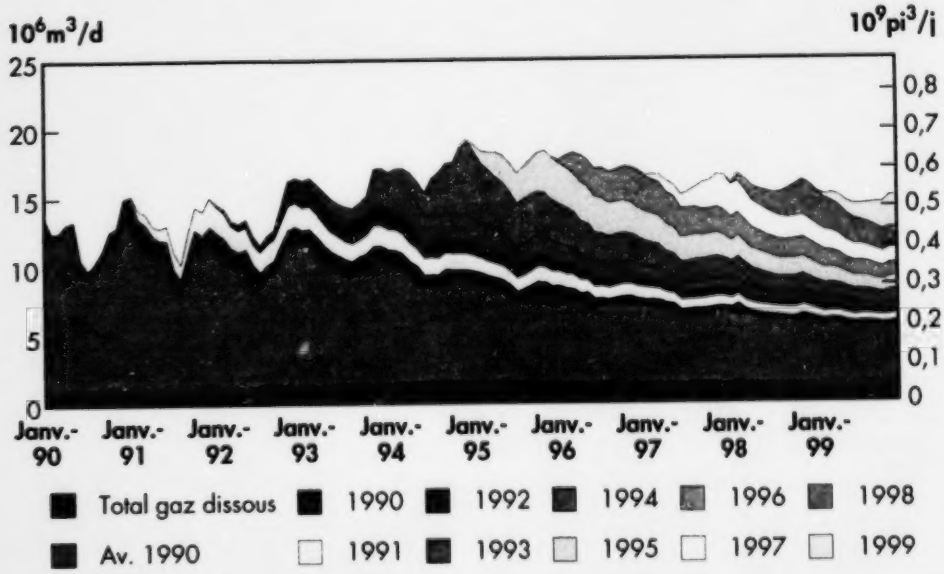
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — C.-B.

Selon l'année de raccordement



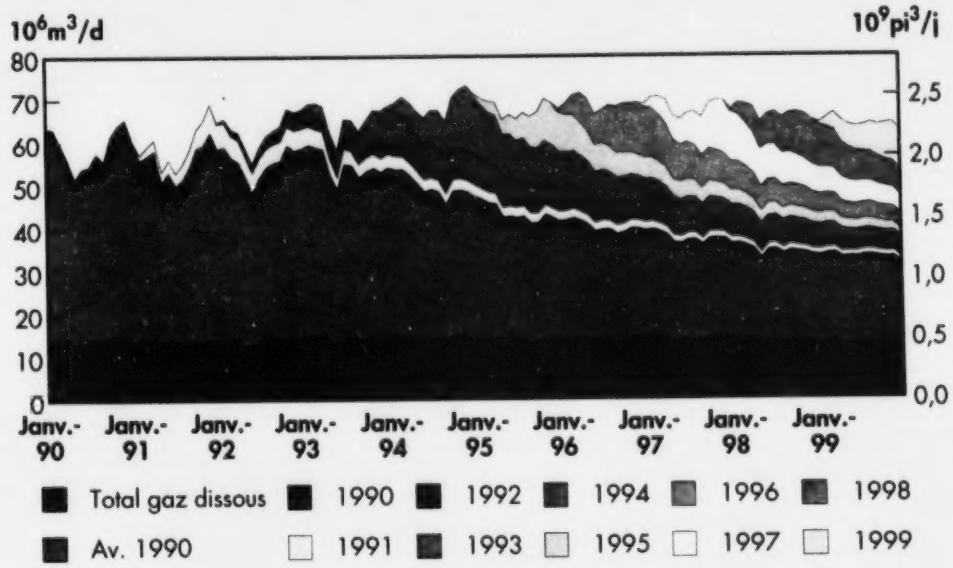
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — SASKATCHEWAN (SAULE S.-E.)

Selon l'année de raccordement



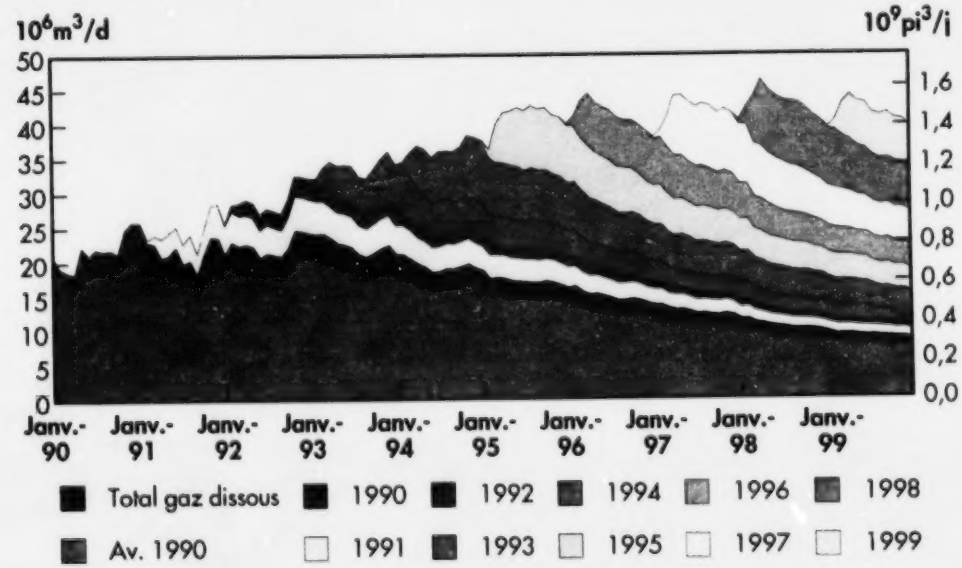
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN

Selon l'année de raccordement



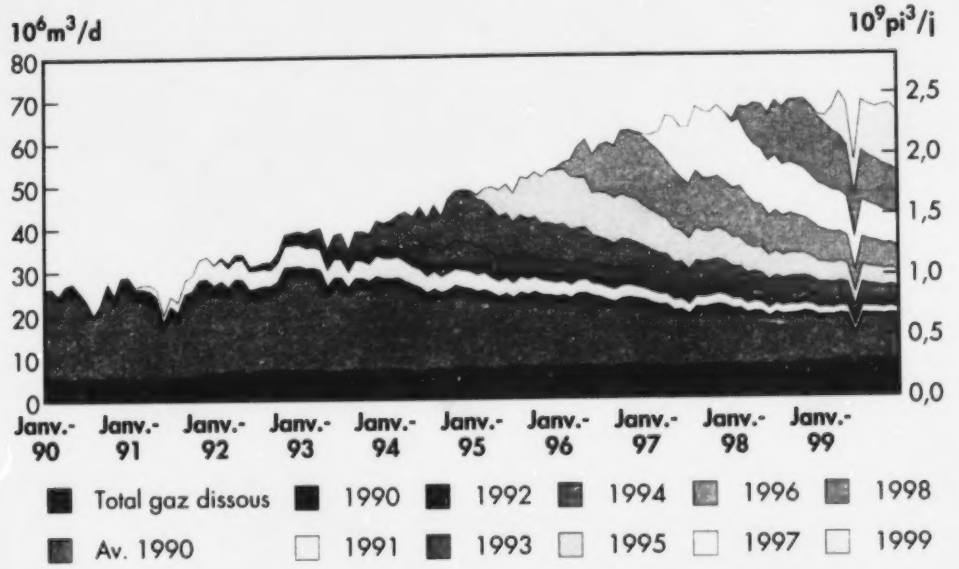
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN

Selon l'année de raccordement



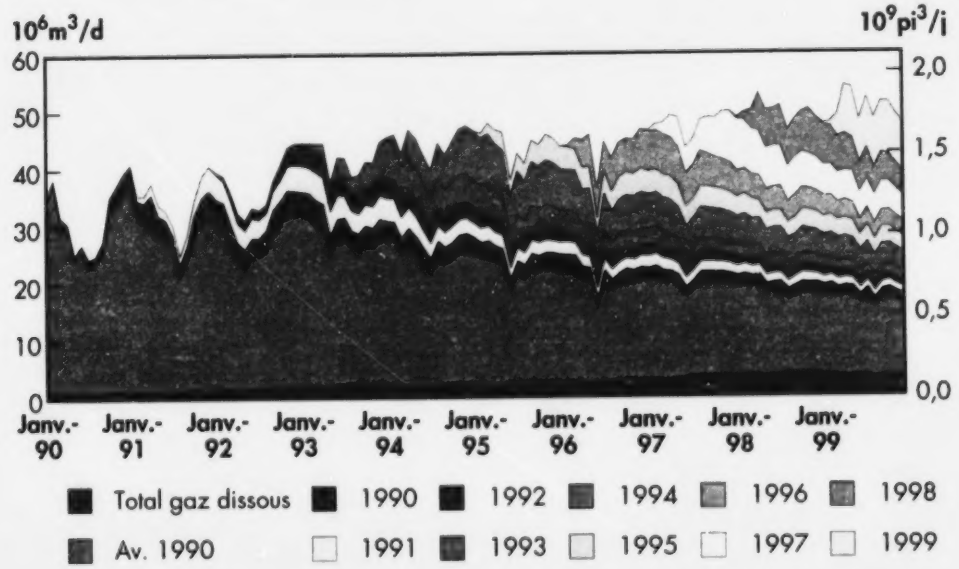
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — TERRITOIRES

Selon l'année de raccordement



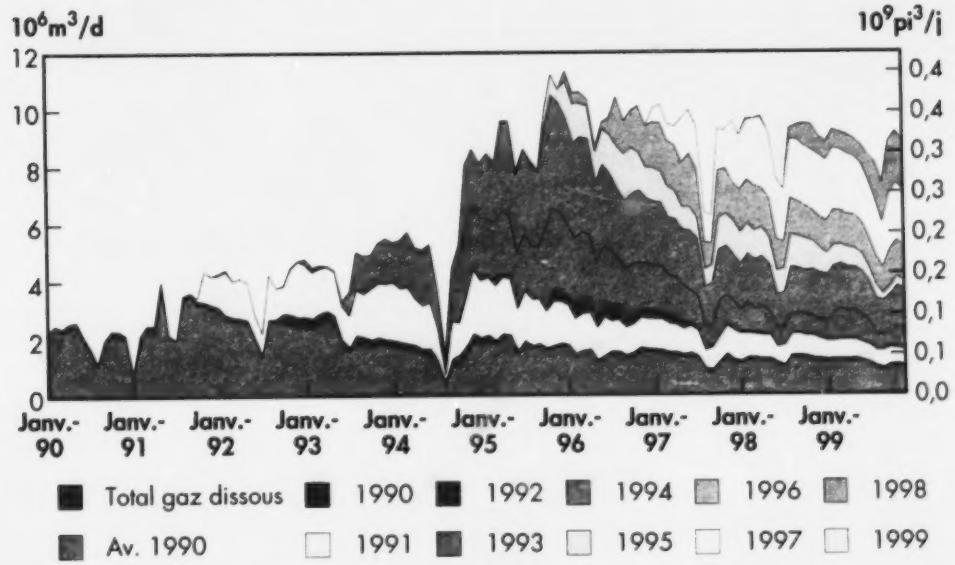
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — BSOC

Selon l'année de raccordement



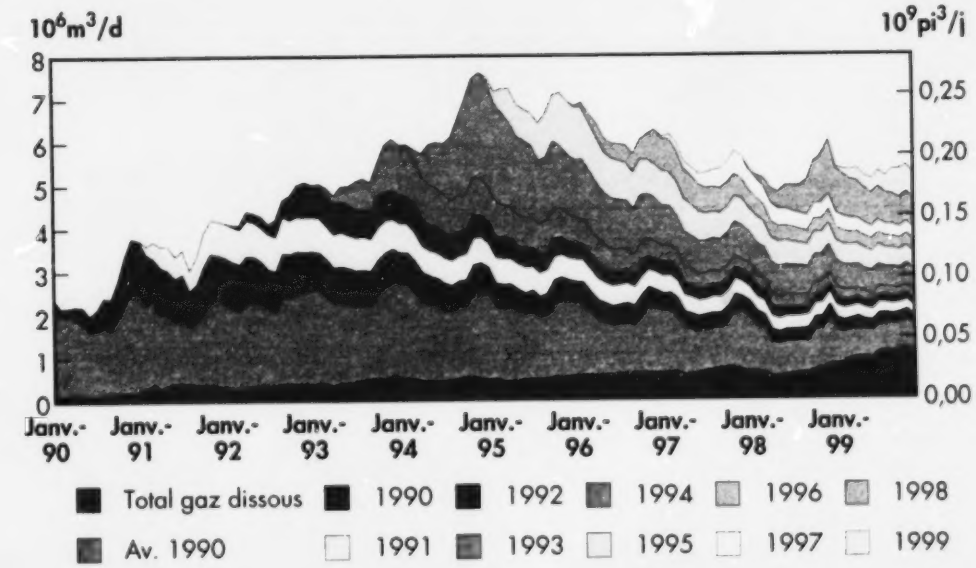
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — NORD-EST DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement



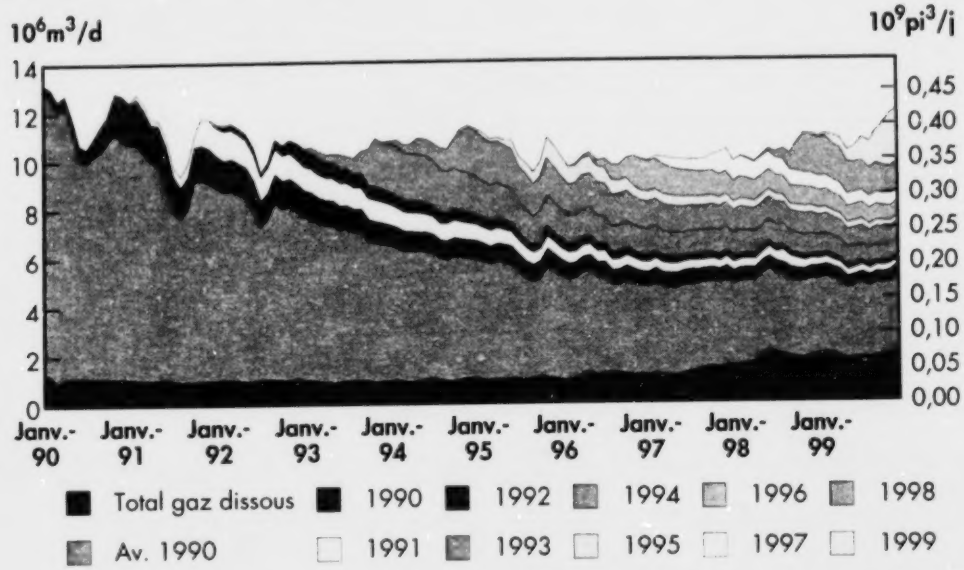
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — NORD-OUEST DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement



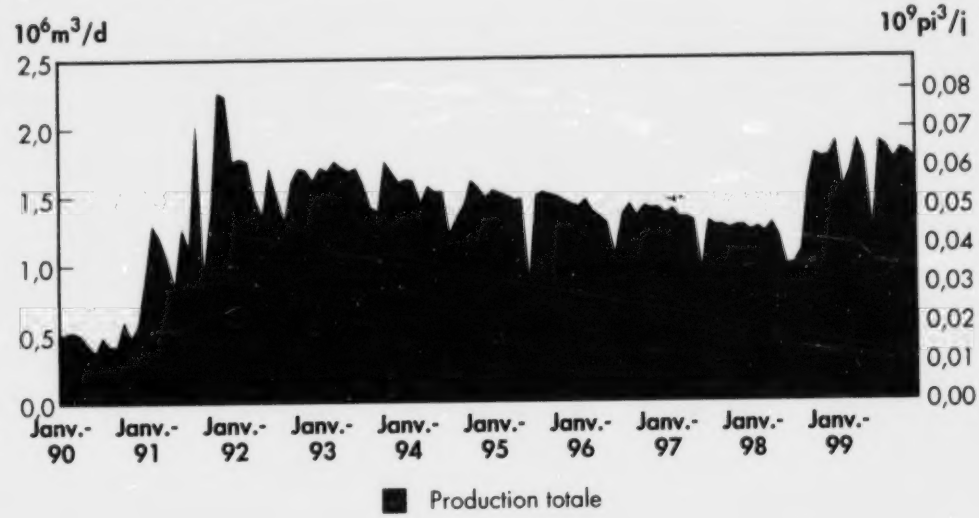
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — PLAINES DE LA C.-B.

Selon l'année de raccordement



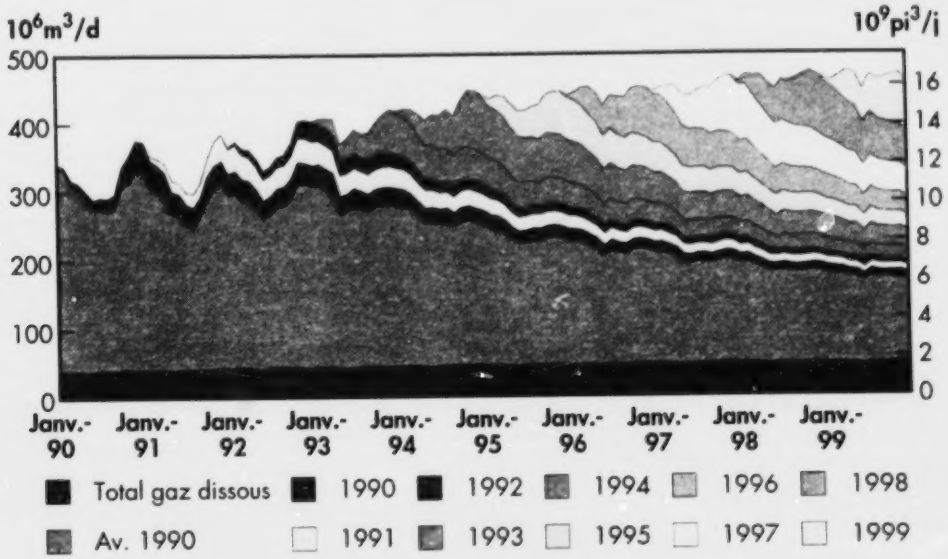
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — PIÉMONTS DE LA C.-B.

Selon l'année de raccordement



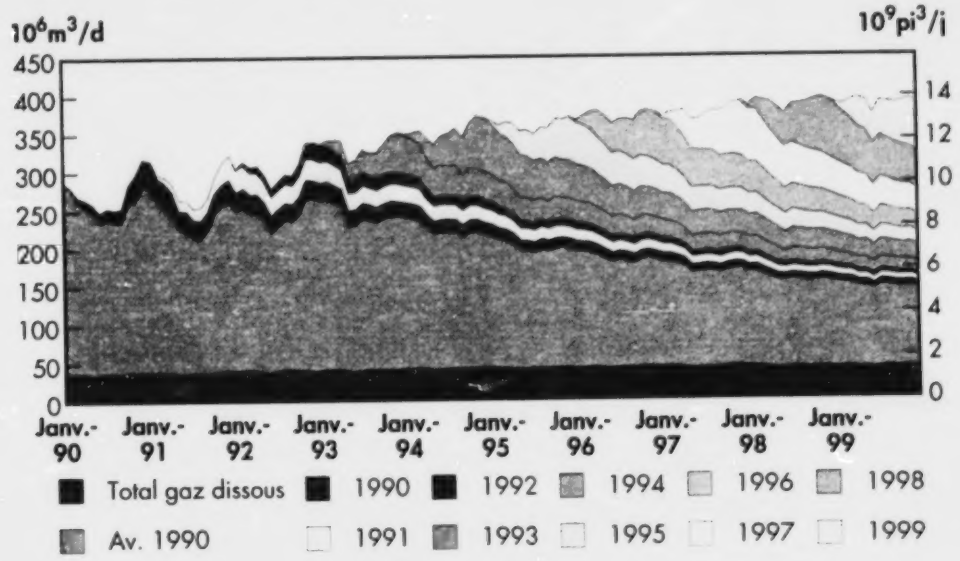
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement



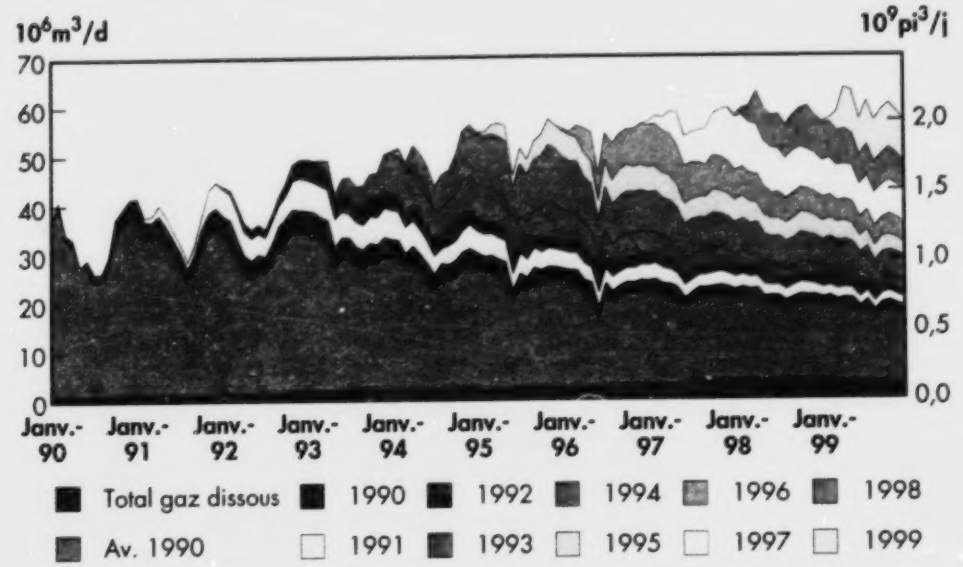
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — SUD-EST DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement



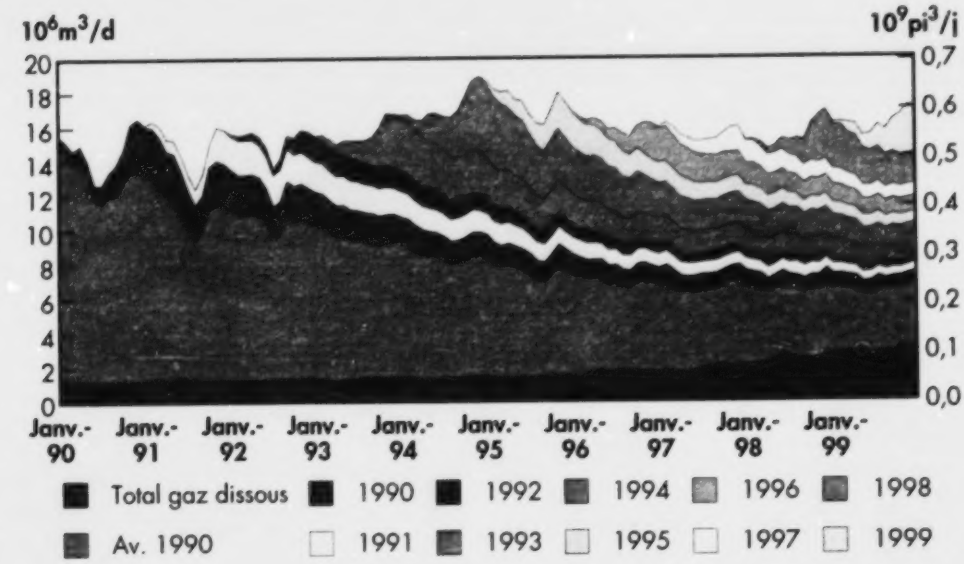
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — EST DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement



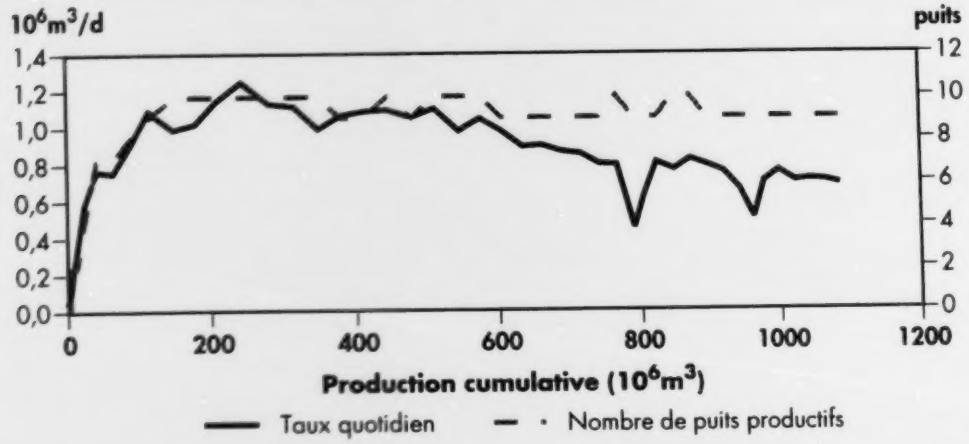
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIALISABLE — CENTRE DE L'ALBERTA

Selon l'année de raccordement

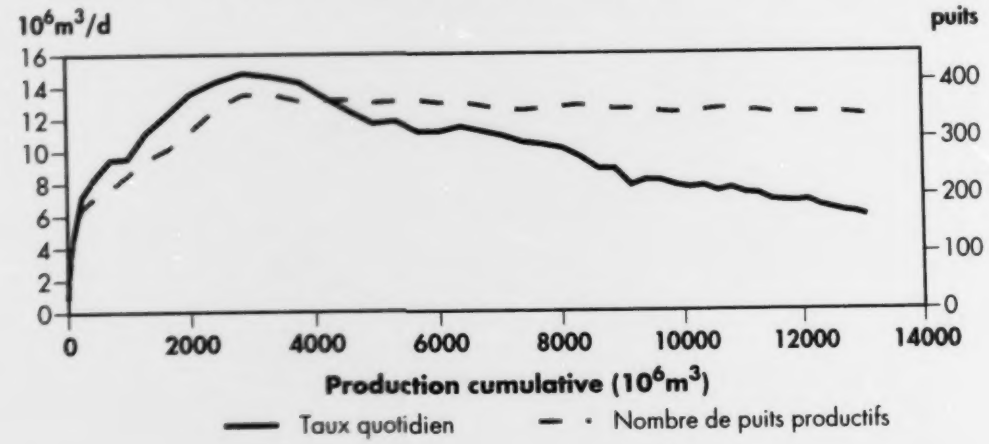


Taux de production par rappoort à la production cumulative par zone selon les raccordements de 1996

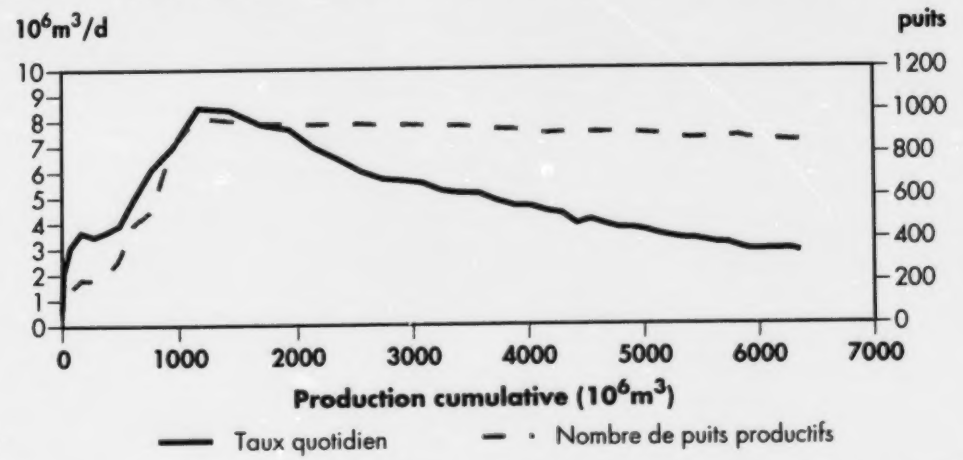
PIÉMONTS DE L'ALBERTA



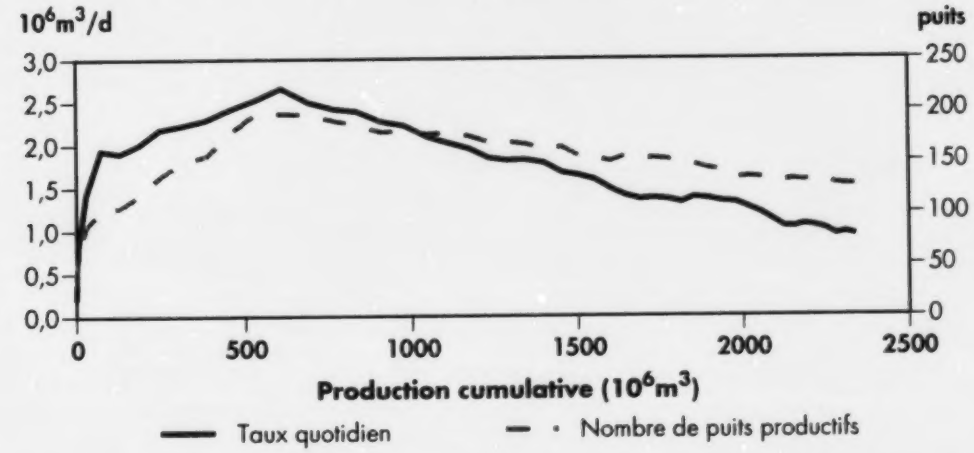
ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



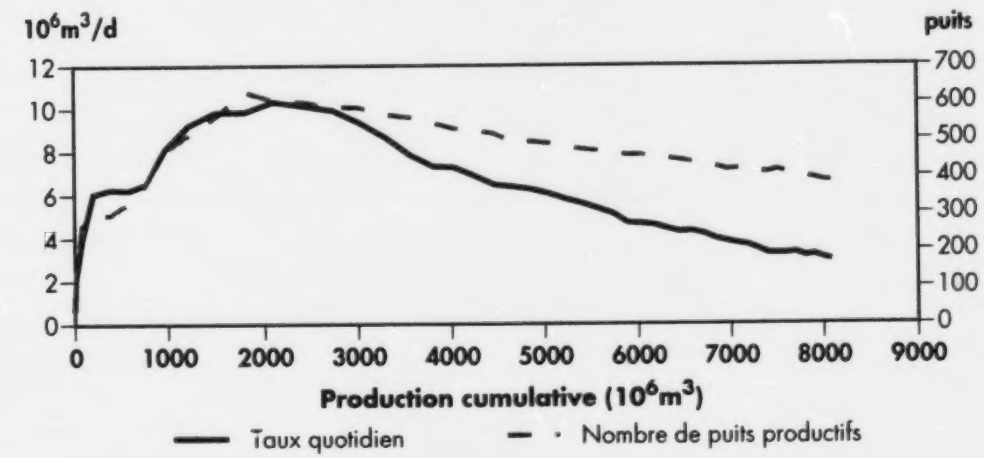
SUD-EXT DE L'ALBERTA



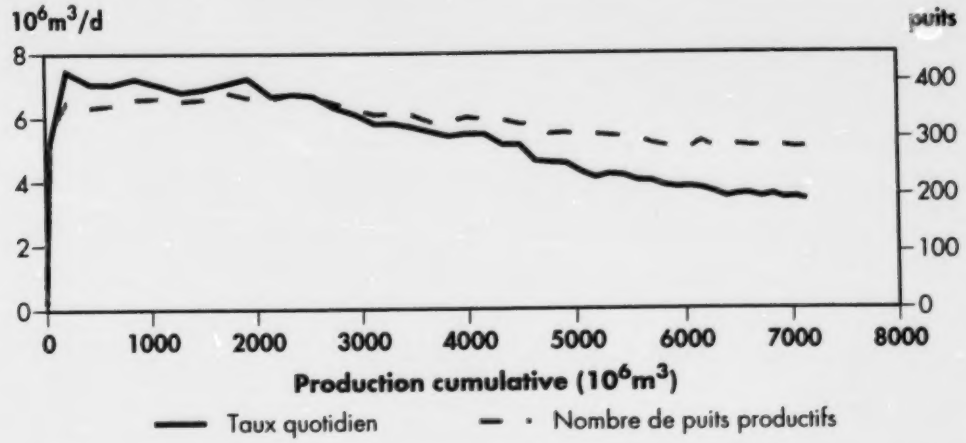
EST DE L'ALBERTA



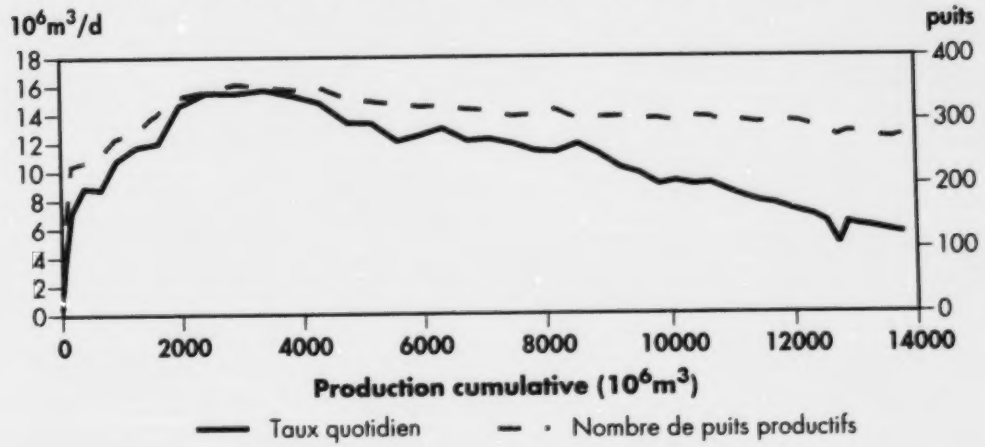
CENTRE DE L'ALBERTA



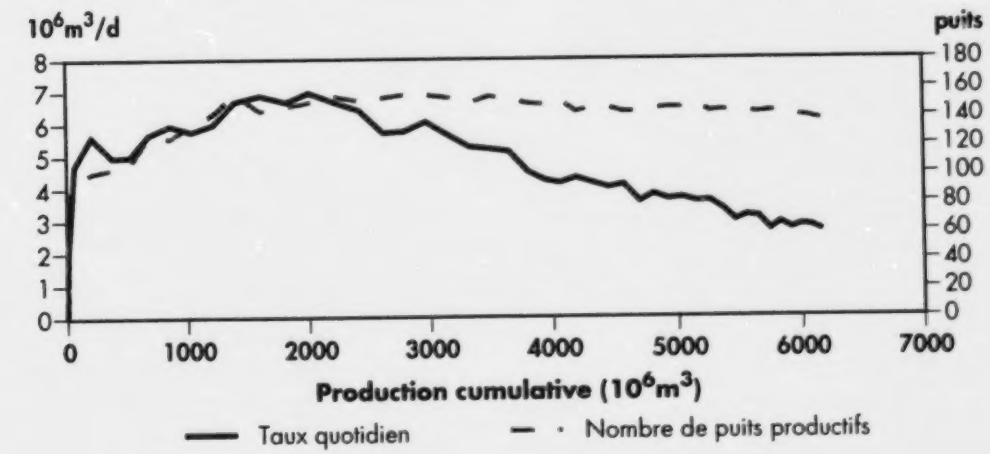
NORD-EST DE L'ALBERTA



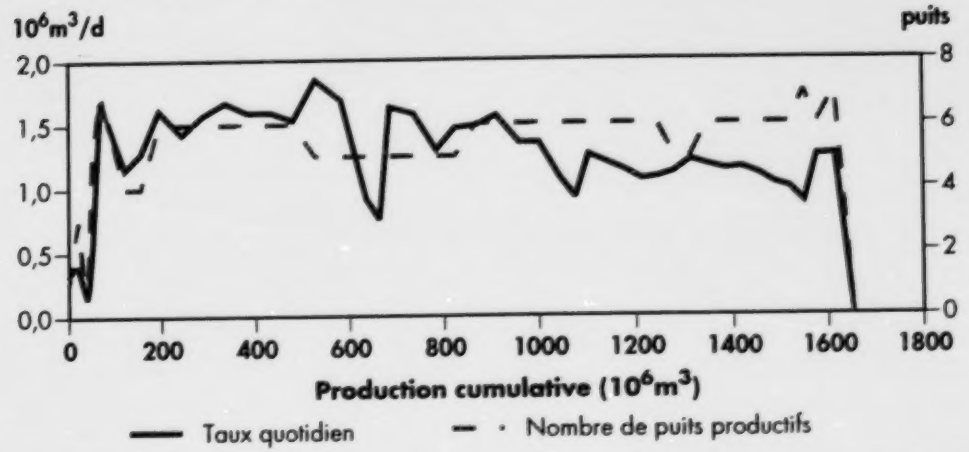
NORD-OUEST DE L'ALBERTA



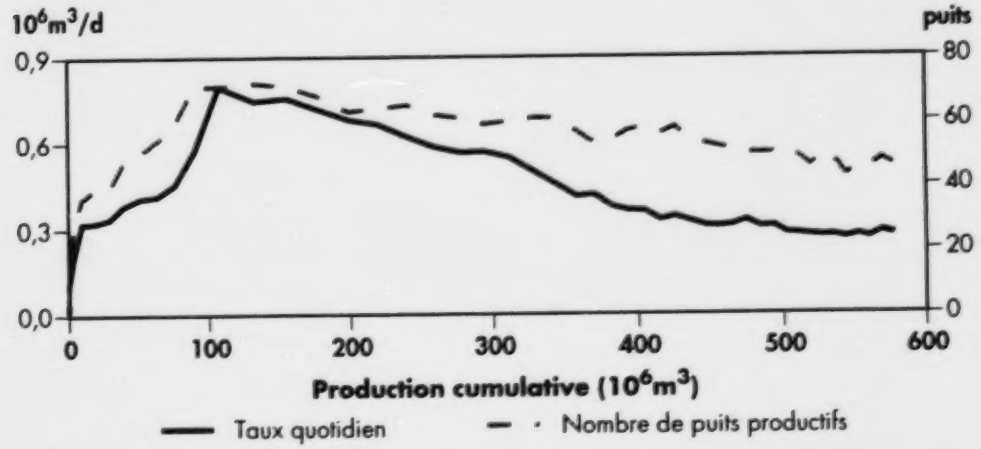
PLAINES DE LA C.-B.



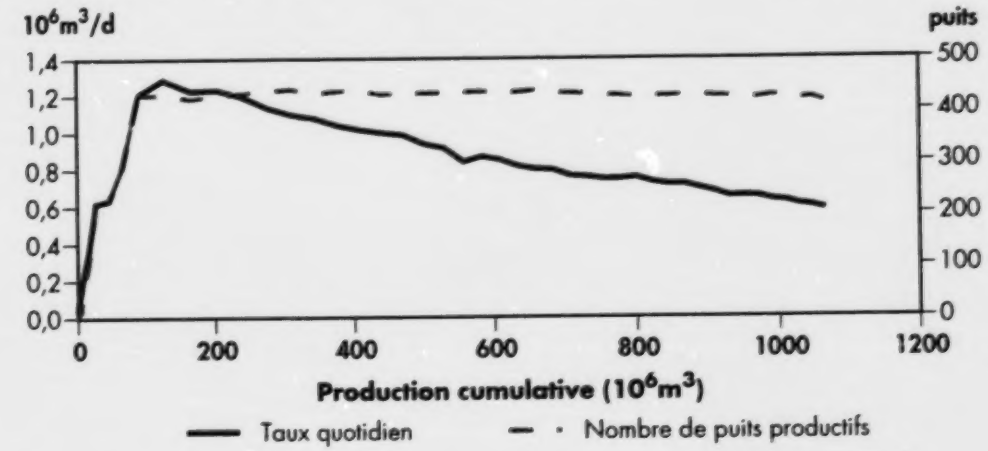
PIÉMONTS DE LA C.-B.



CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN

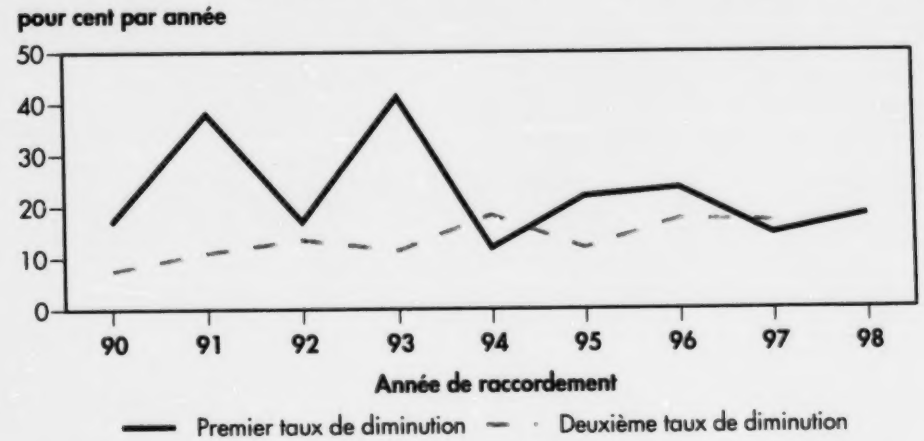


SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN

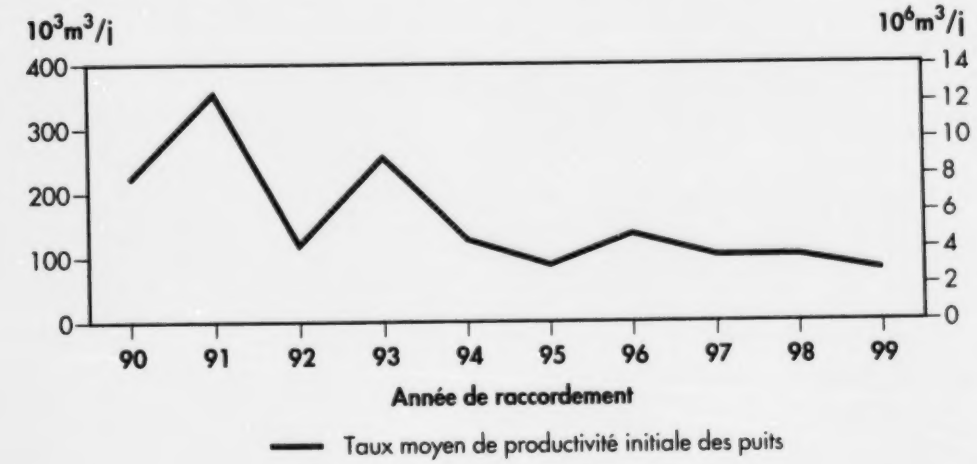


Taux nominaux de diminution de la production et taux moyens de productivité initiale des puits de gaz

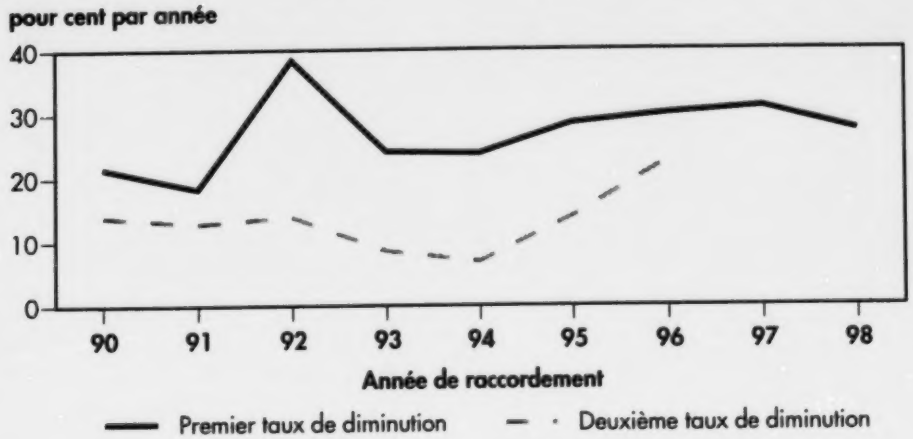
TAUX DE DIMINUTION — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



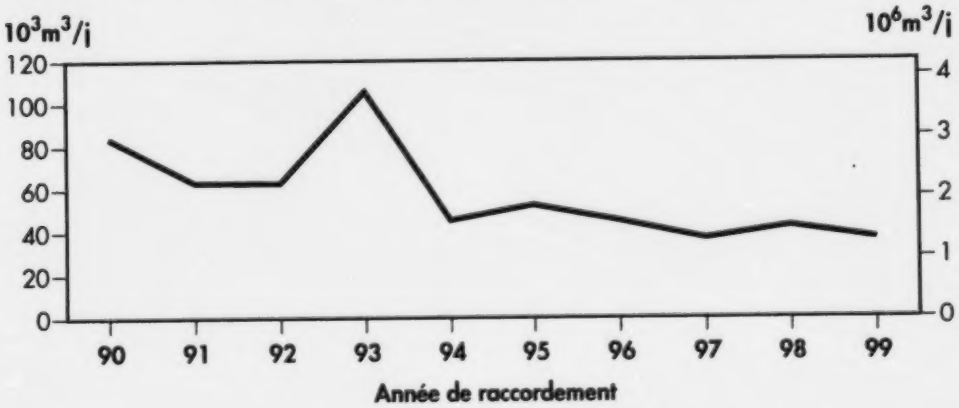
PRODUCTIVITÉ INITIALE — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



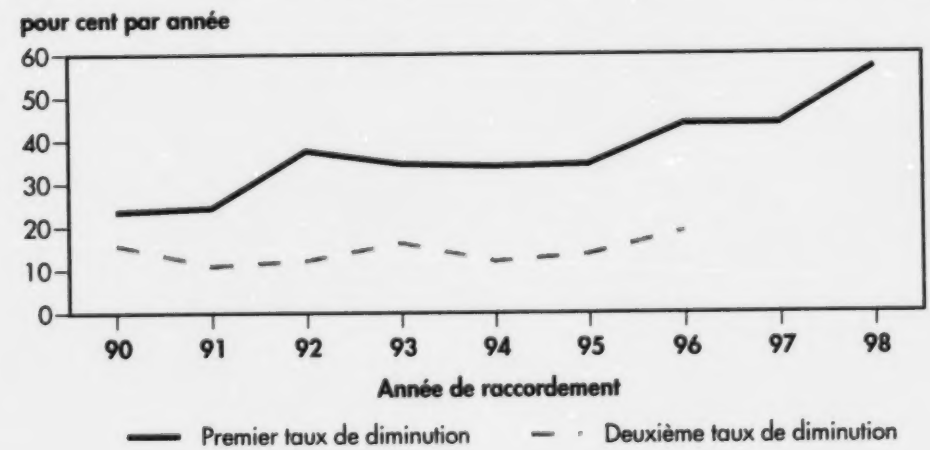
TAUX DE DIMINUTION — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



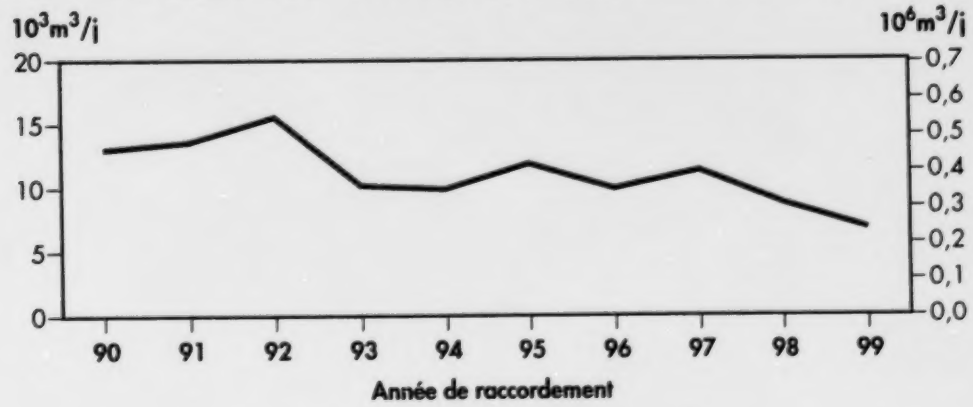
PRODUCTIVITÉ INITIALE — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



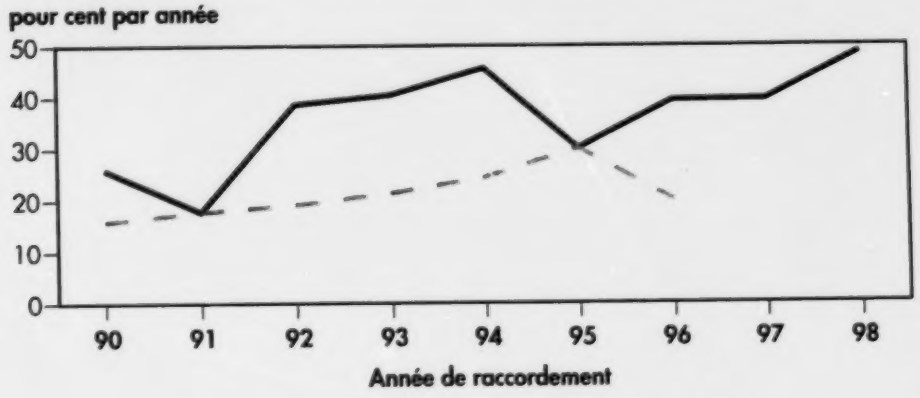
TAUX DE DIMINUTION — SUD-EST DE L'ALBERTA



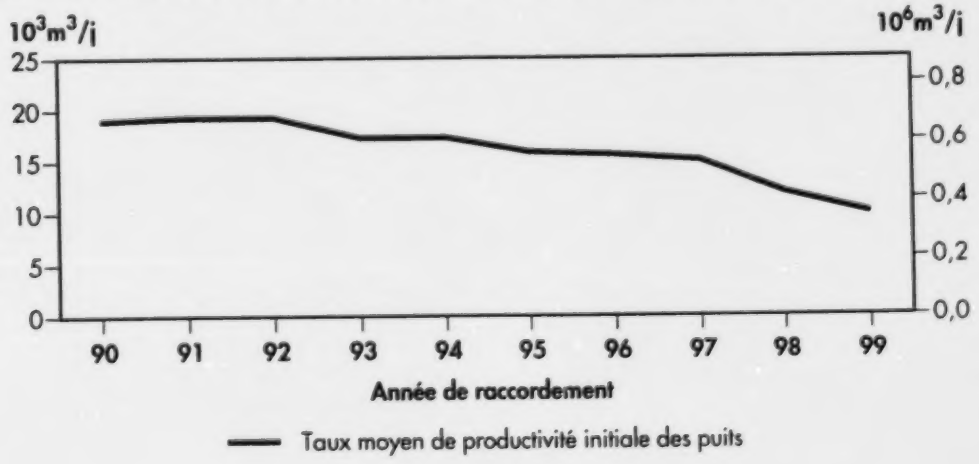
PRODUCTIVITÉ INITIALE — SUD-EST DE L'ALBERTA



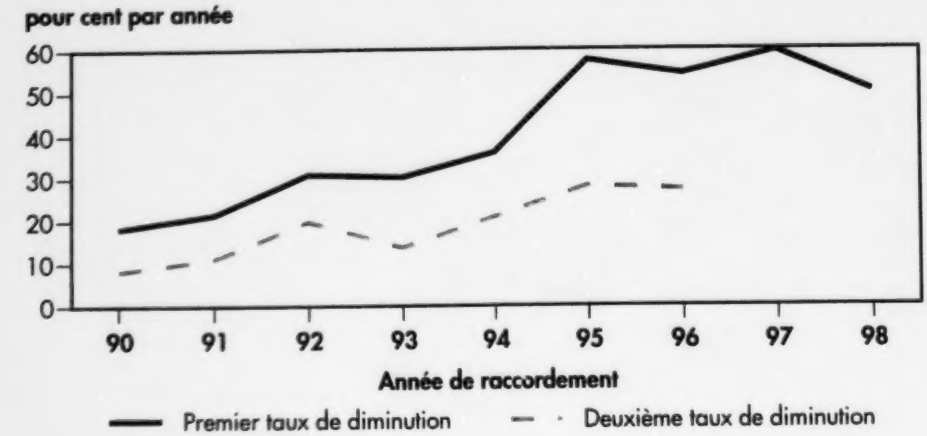
TAUX DE DIMINUTION — EST DE L'ALBERTA



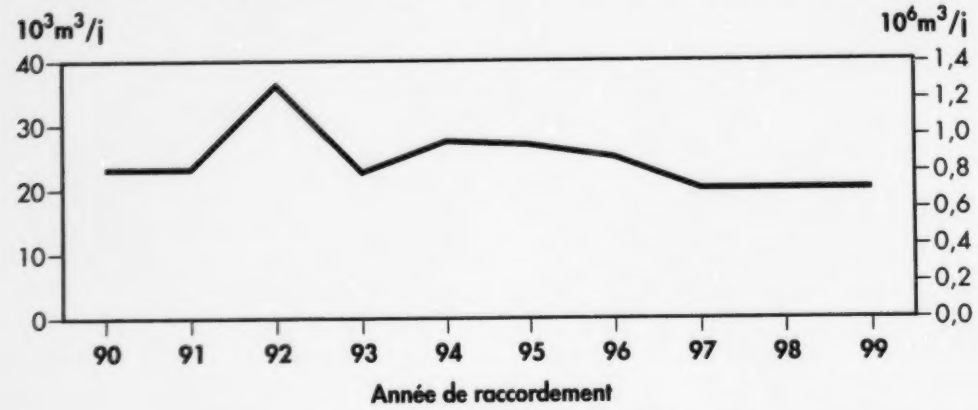
PRODUCTIVITÉ INITIALE — EST DE L'ALBERTA



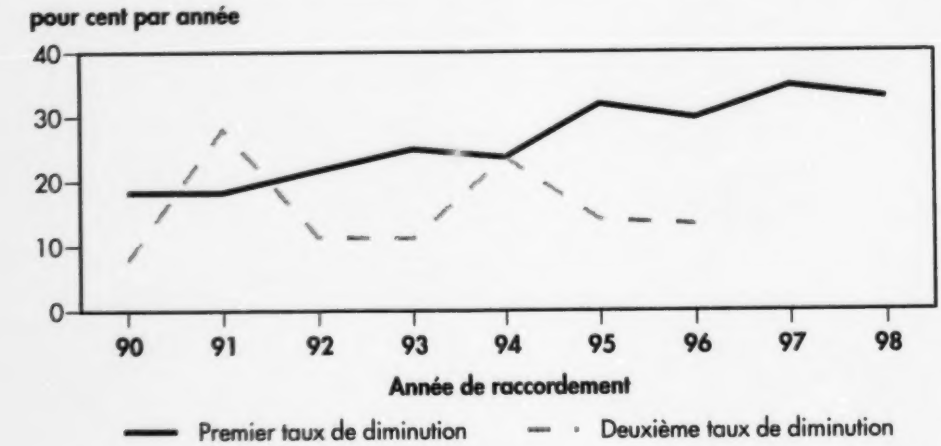
TAUX DE DIMINUTION — CENTRE DE L'ALBERTA



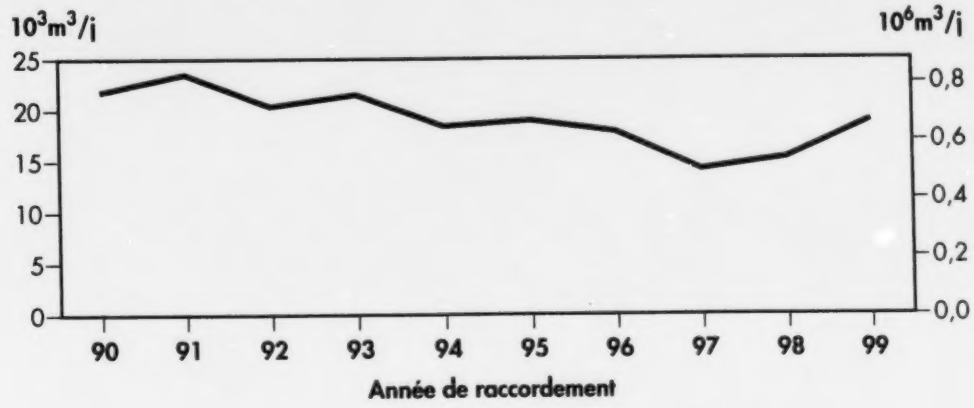
PRODUCTIVITÉ INITIALE — CENTRE DE L'ALBERTA



TAUX DE DIMINUTION — NORD-EST DE L'ALBERTA

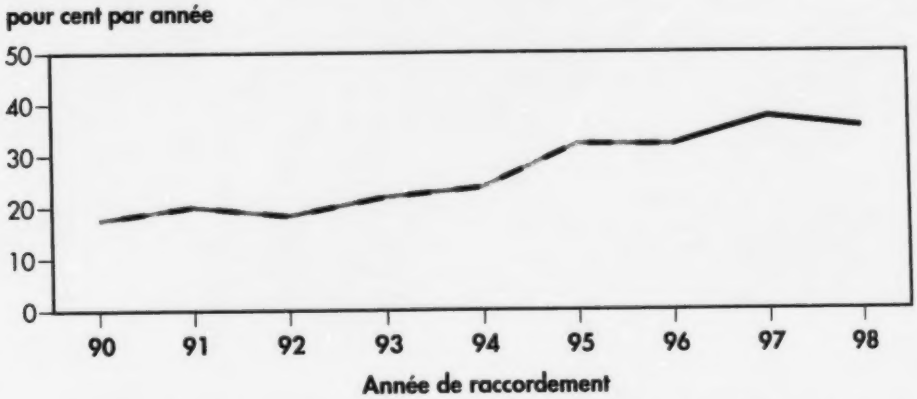


PRODUCTIVITÉ INITIALE — NORD-EST DE L'ALBERTA



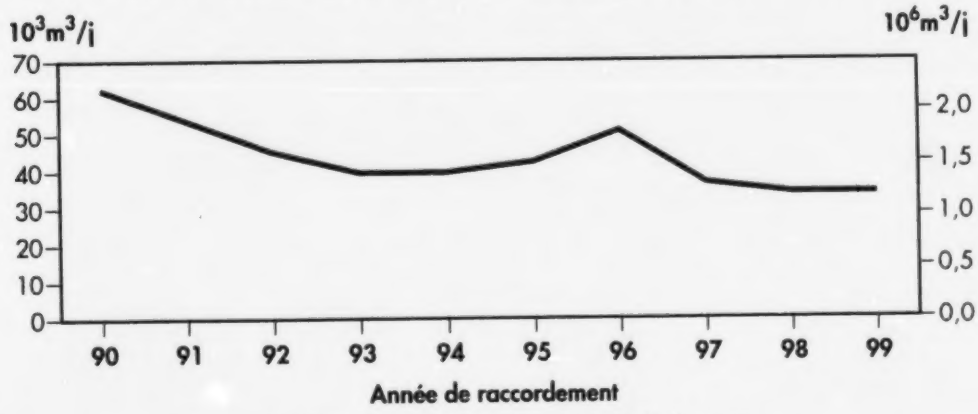
Taux moyen de productivité initiale des puits

TAUX DE DIMINUTION — NORD-OUEST DE L'ALBERTA



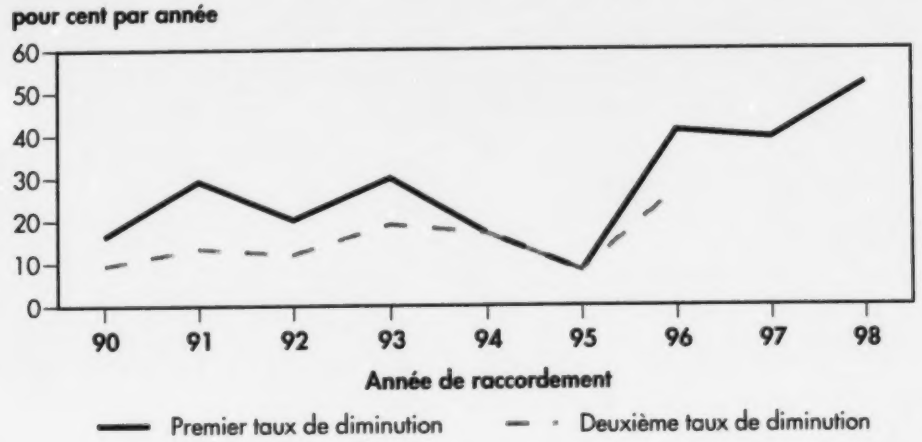
Premier taux de diminution — Deuxième taux de diminution

PRODUCTIVITÉ INITIALE — NORD-OUEST DE L'ALBERTA

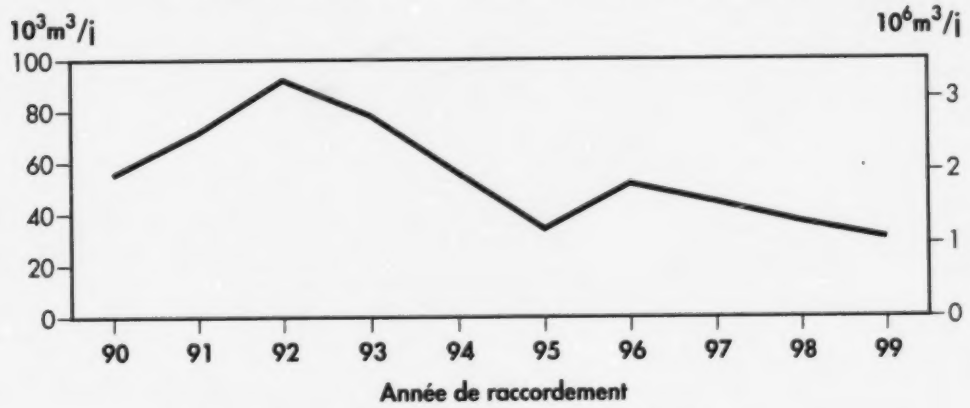


Taux moyen de productivité initiale des puits

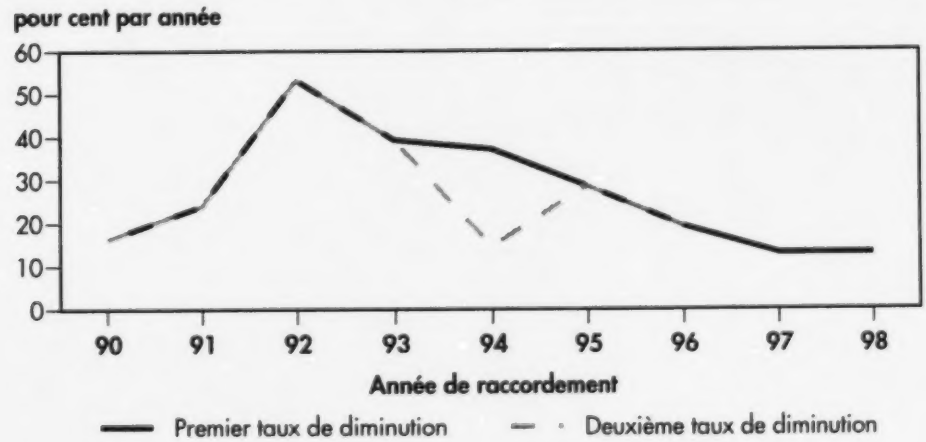
TAUX DE DIMINUTION — PLAINES DE LA C.-B.



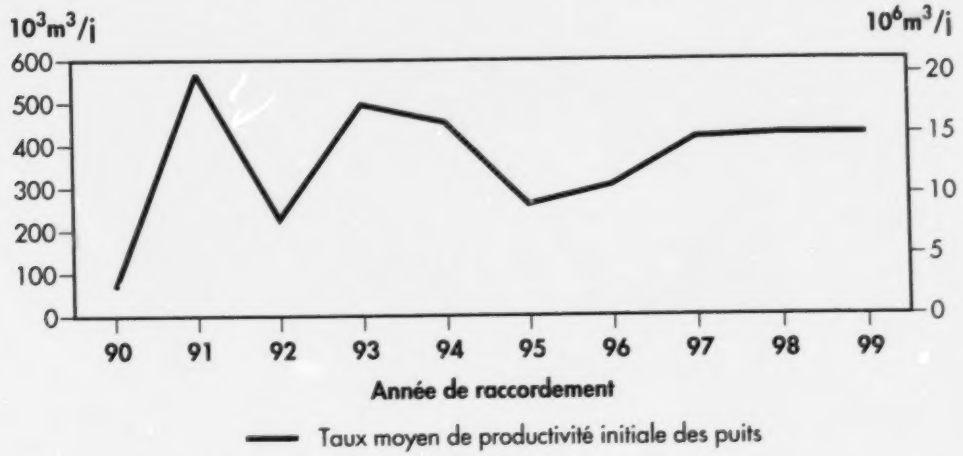
PRODUCTIVITÉ INITIALE — PLAINES DE LA C.-B.



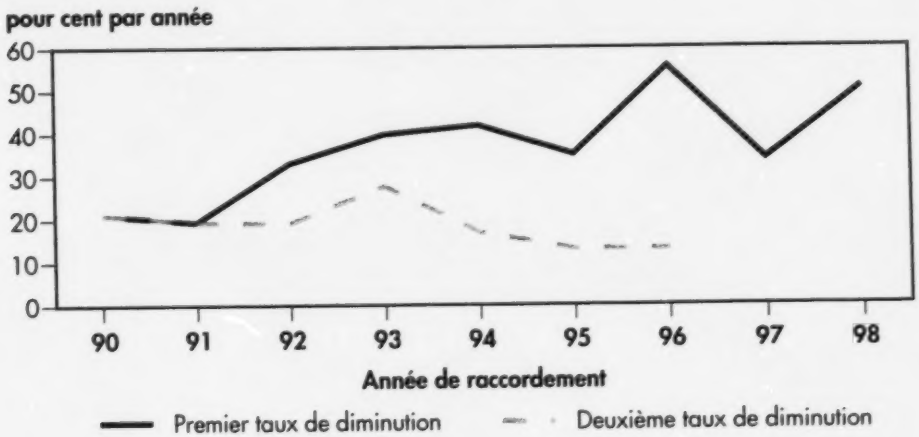
TAUX DE DIMINUTION — PIÉMONTS DE LA C.-B.



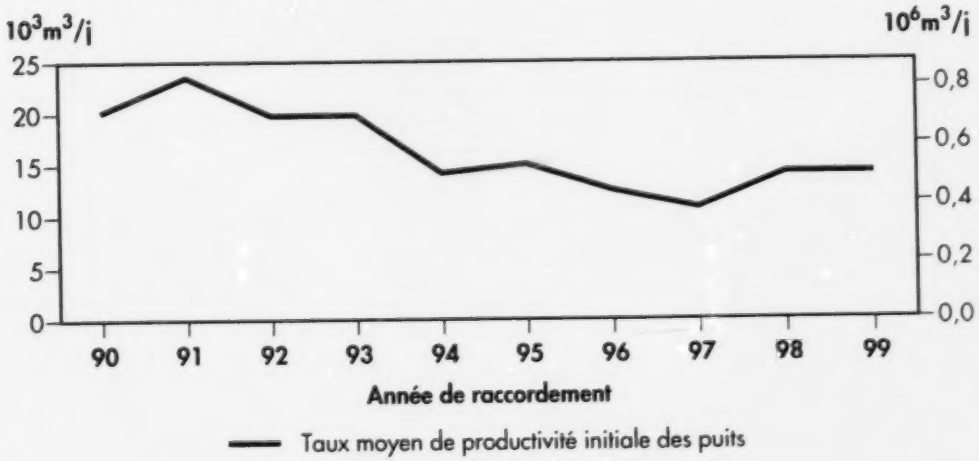
PRODUCTIVITÉ INITIALE — PIÉMONTS DE LA C.-B.



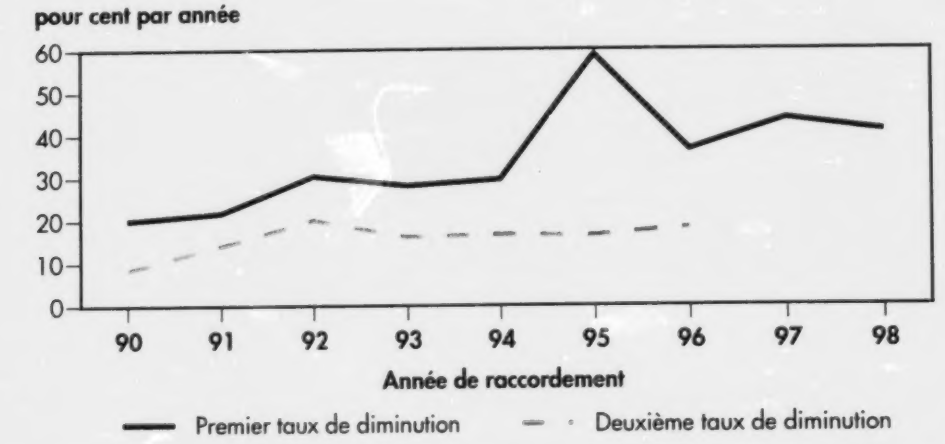
TAUX DE DIMINUTION — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



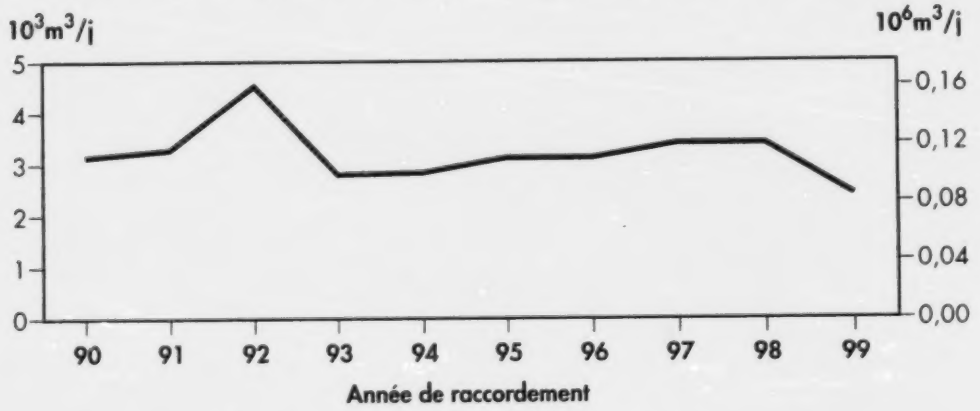
PRODUCTIVITÉ INITIALE — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



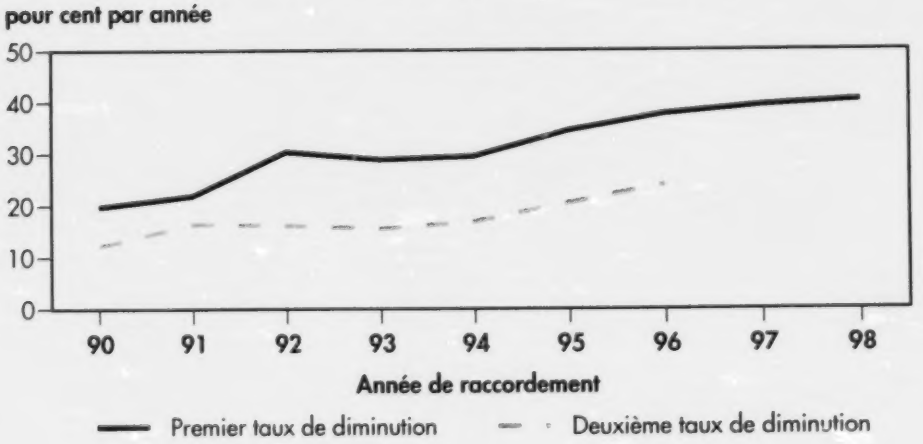
TAUX DE DIMINUTION — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



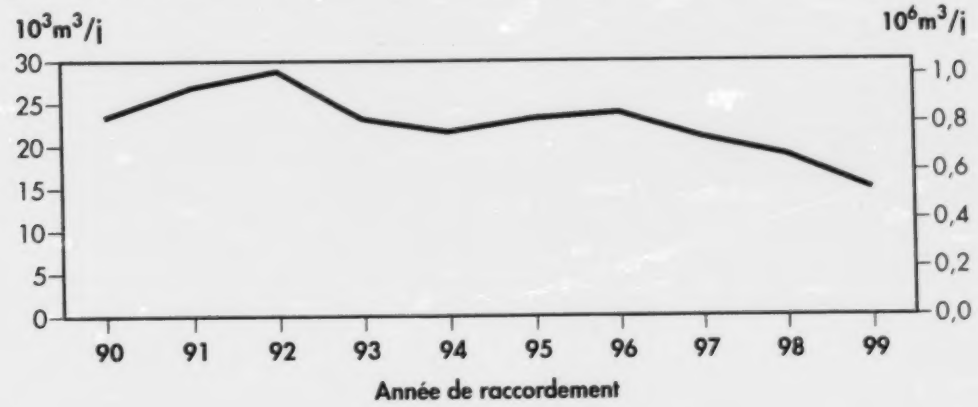
PRODUCTIVITÉ INITIALE — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



TAUX DE DIMINUTION — BSOC



PRODUCTIVITÉ INITIALE — BSOC

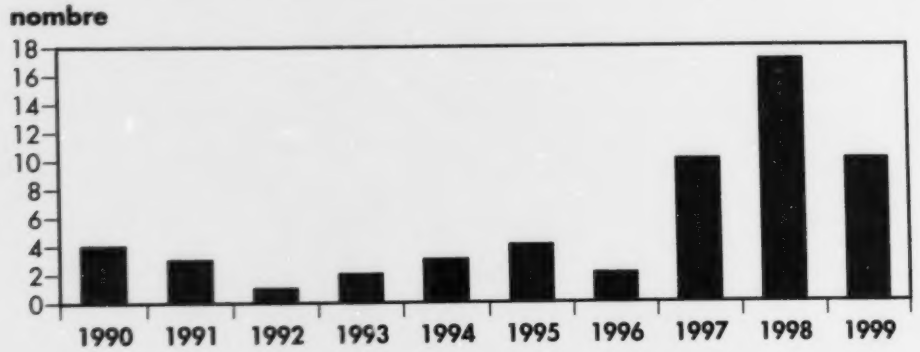


Statistiques de forage des puits de gaz par zone

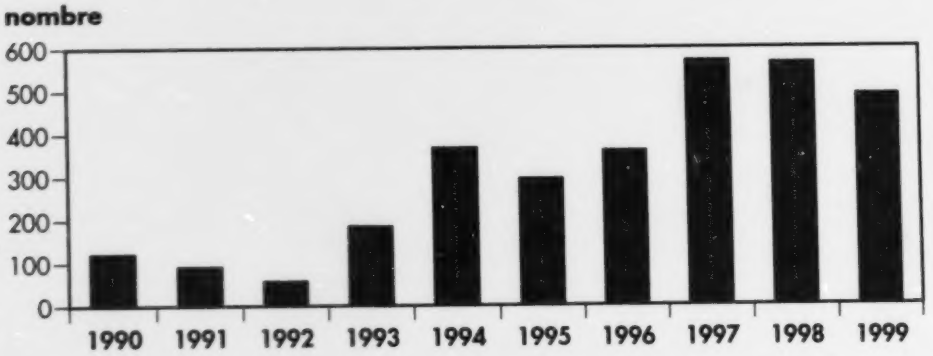
COÛTS DE FORAGE TYPIQUES DES PUITS DE GAZ PAR ZONE

Province	Zone	Coûts de forage typiques des puits de gaz en milliers de dollars
Alberta	Piémonts	2500
	Zone frontale des piémonts	1000
	Sud-Est	60
	Est	225
	Centre	350
	Nord-Est	200
	Nord-Ouest	500
C.-B.	Plaines	600
	Piémonts	5000
Saskatchewan	Centre-Ouest	225
	Sud-Ouest	60

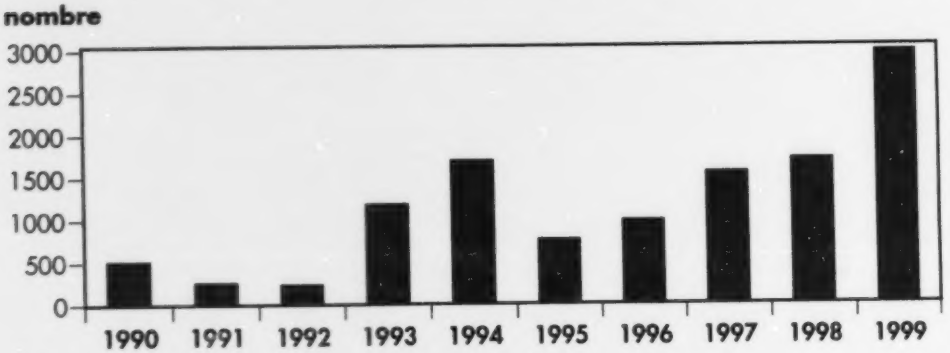
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



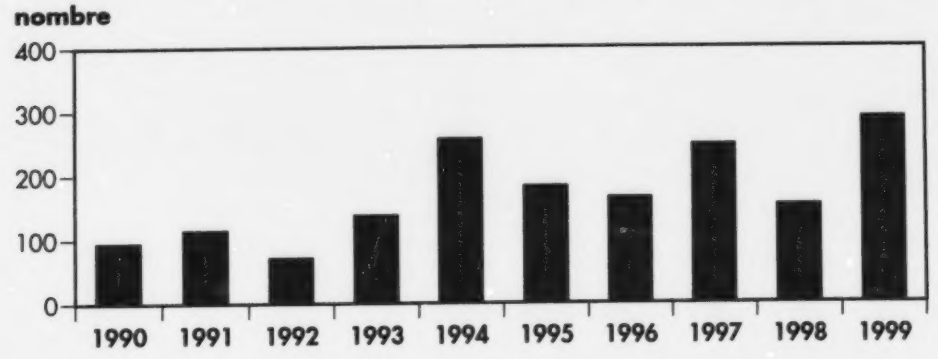
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



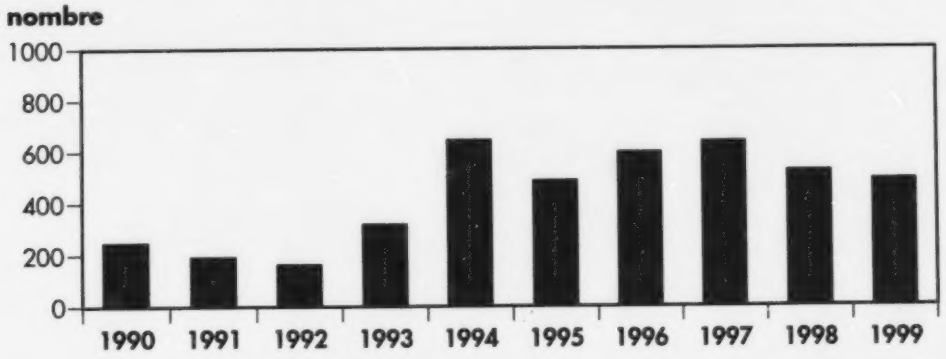
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — SUD-EST DE L'ALBERTA



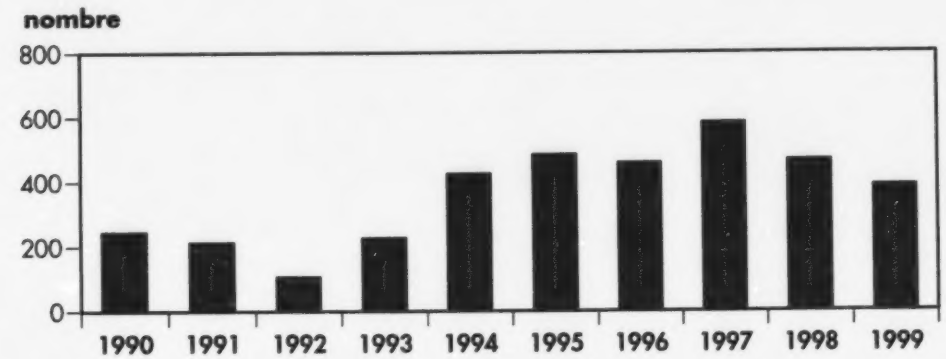
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — EST DE L'ALBERTA



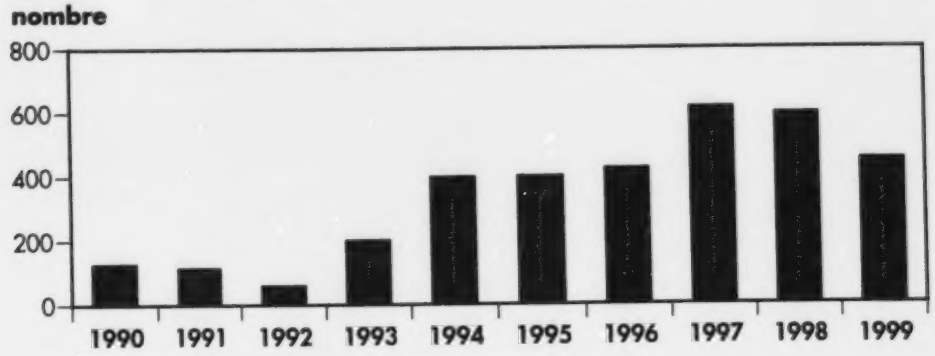
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — CENTRE DE L'ALBERTA



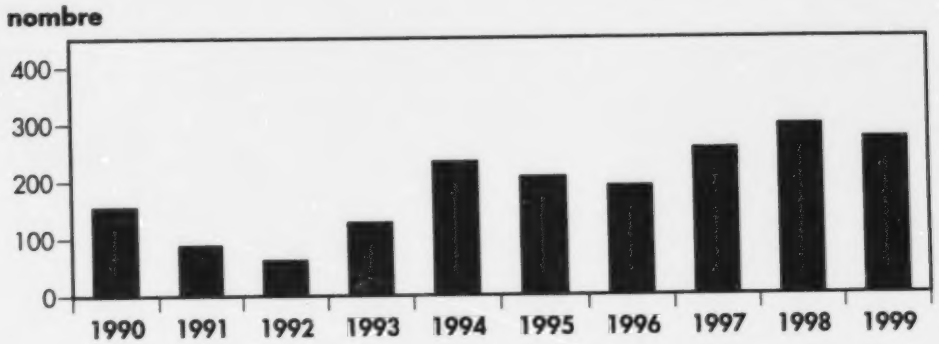
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — NORD-EST DE L'ALBERTA



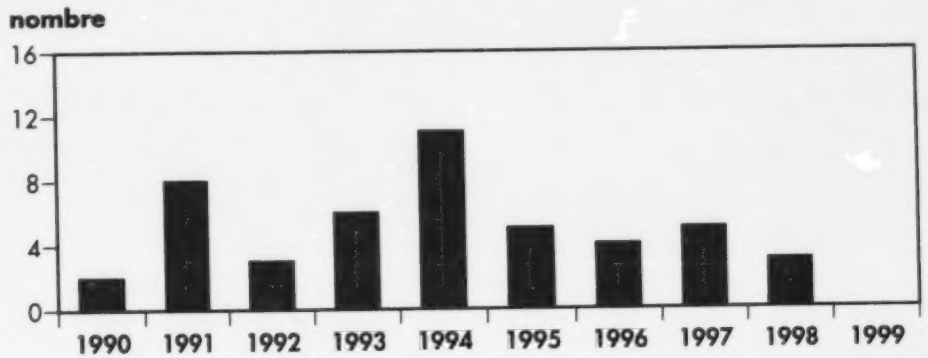
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — NORD-OUEST DE L'ALBERTA



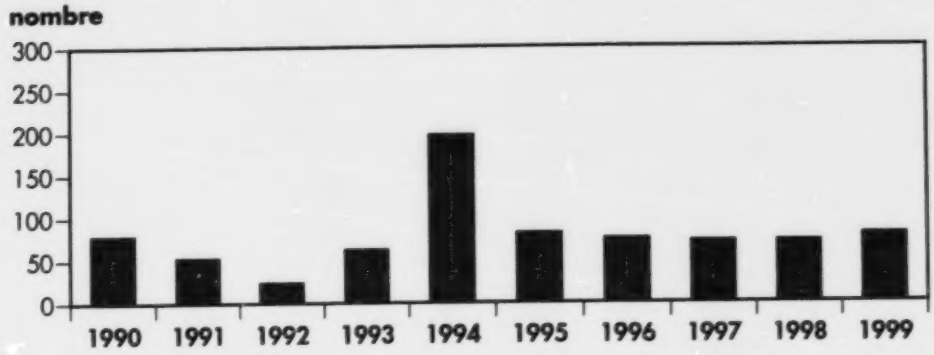
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — PLAINES DE LA C.-B.



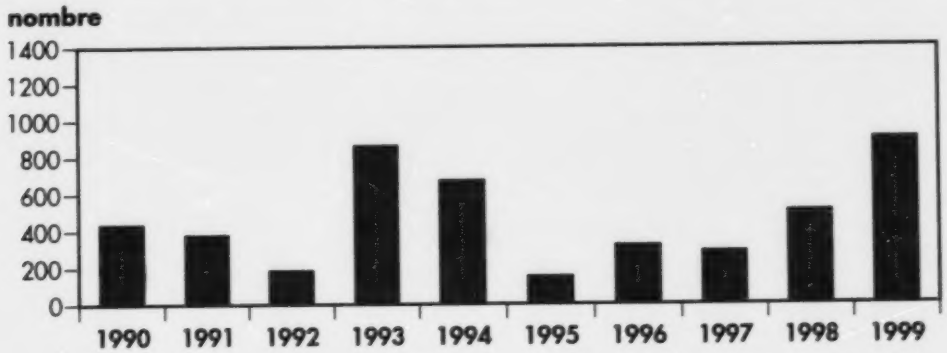
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — PIÉMONTS DE LA C.-B.



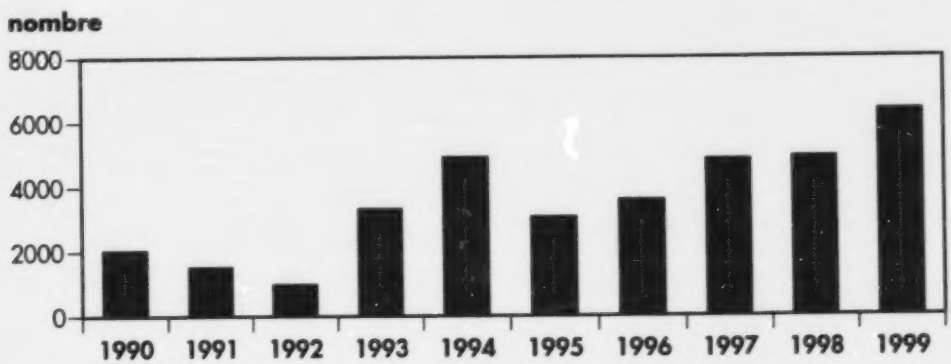
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



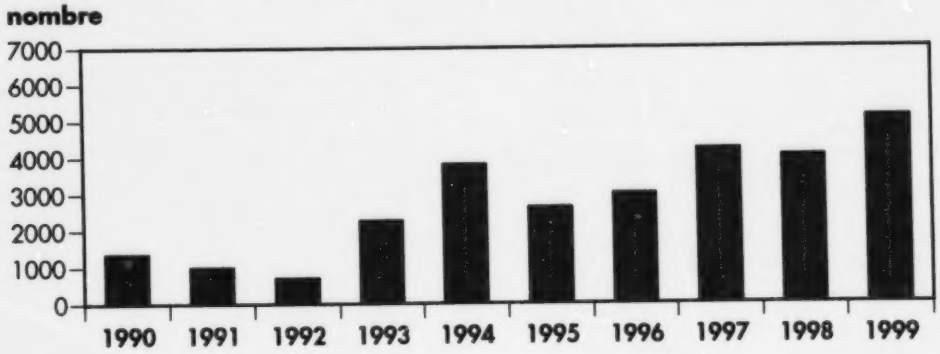
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



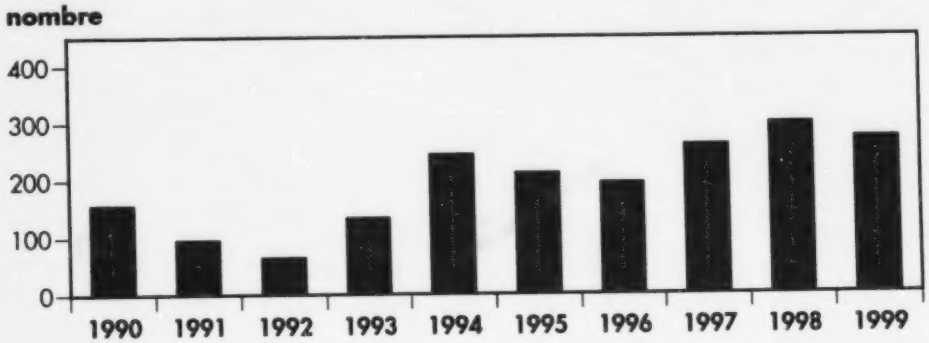
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — BSOC



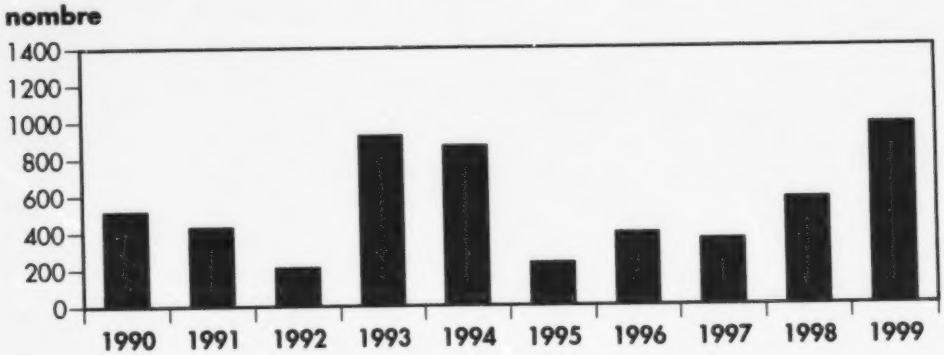
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — ALBERTA



COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — C.-B.

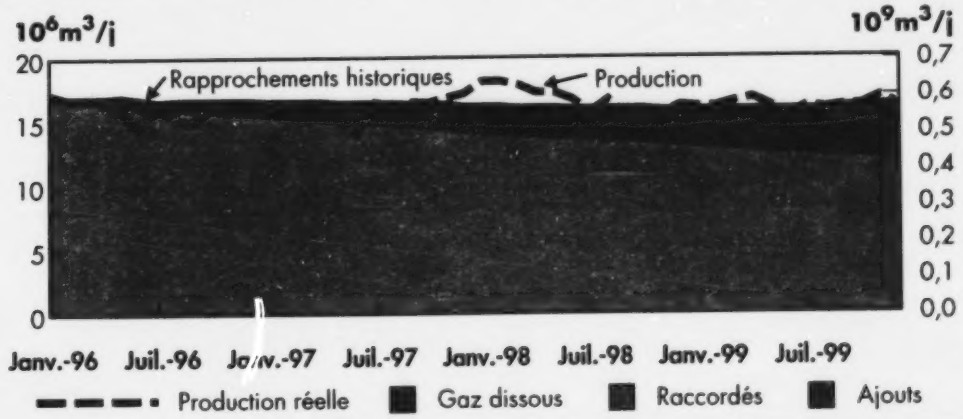


COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — SASKATCHEWAN

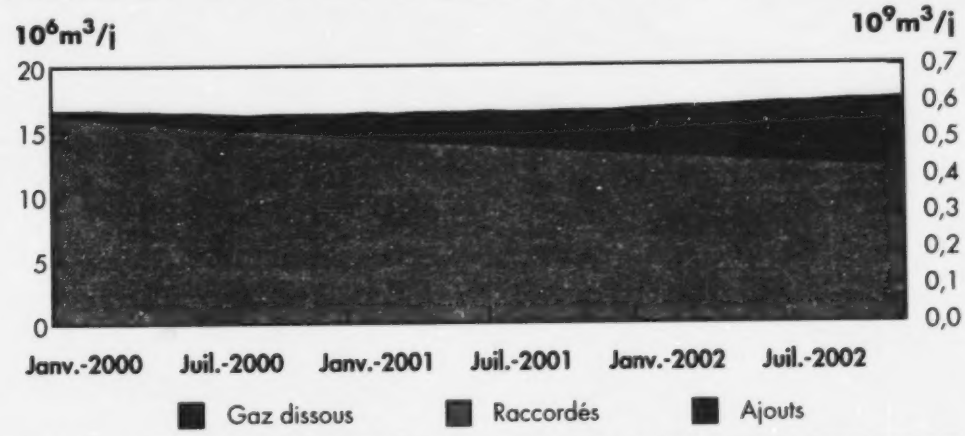


Rapprochements historiques et prévisions de base sur la productibilité

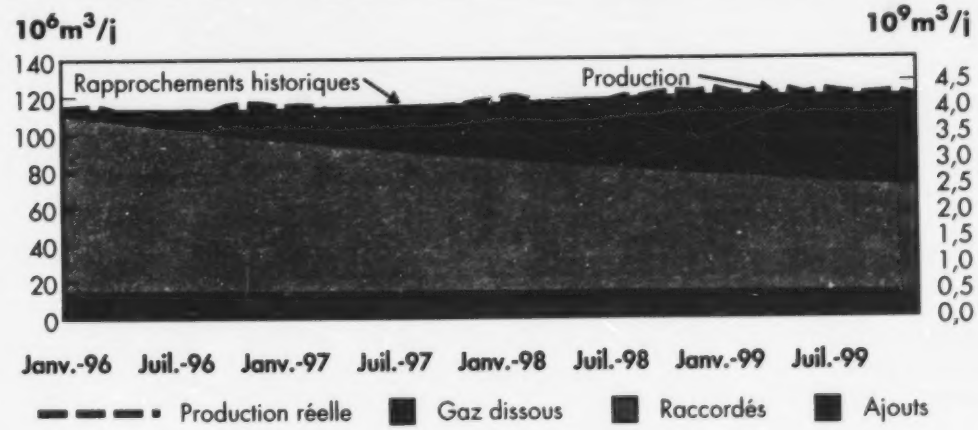
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



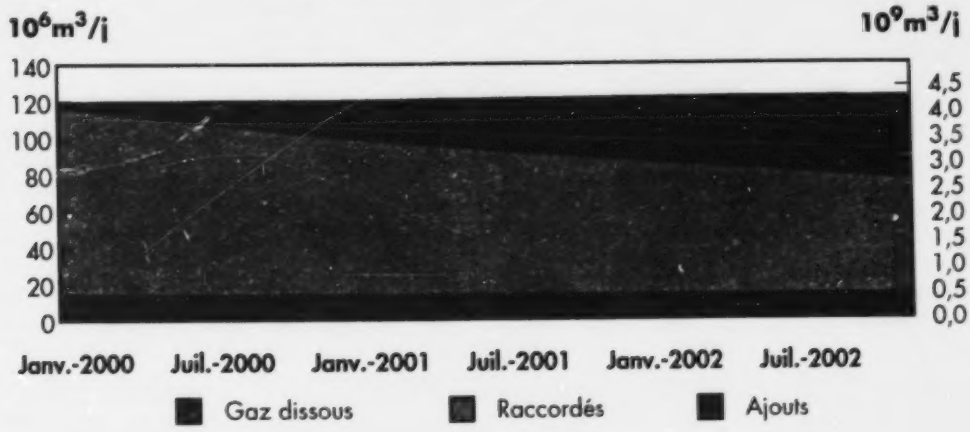
PRÉVISION DE BASE — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



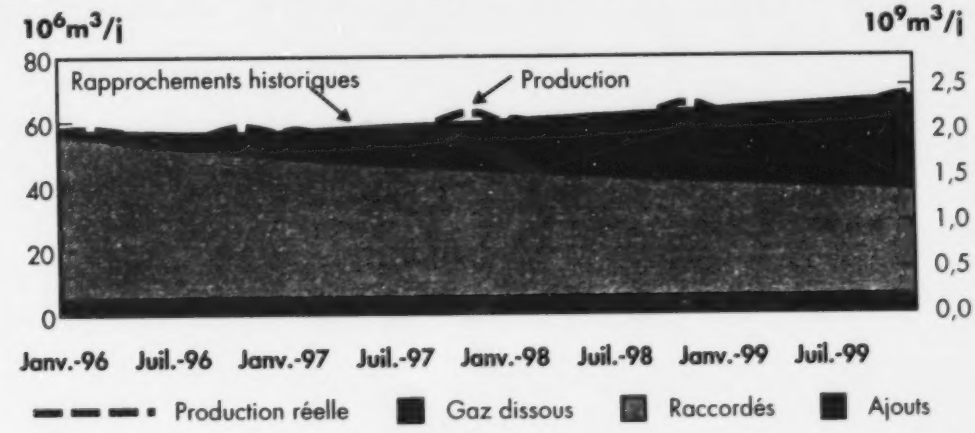
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



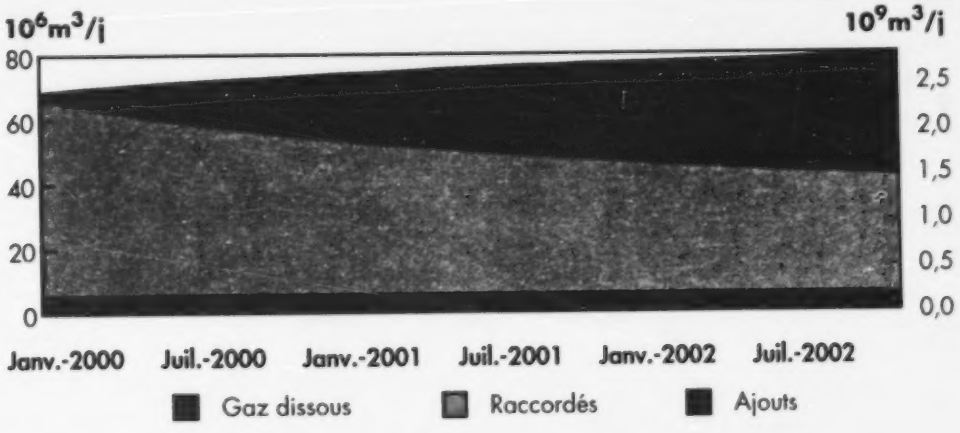
PRÉVISION DE BASE — AONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



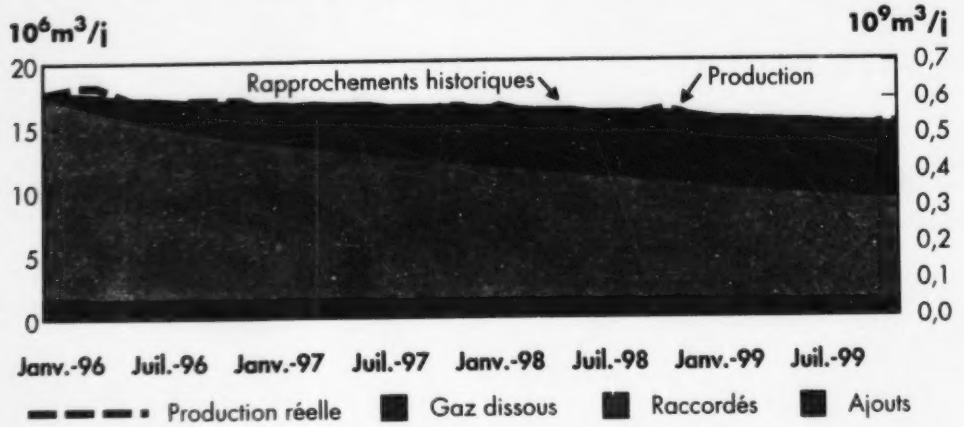
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — SUD-EST DE L'ALBERTA



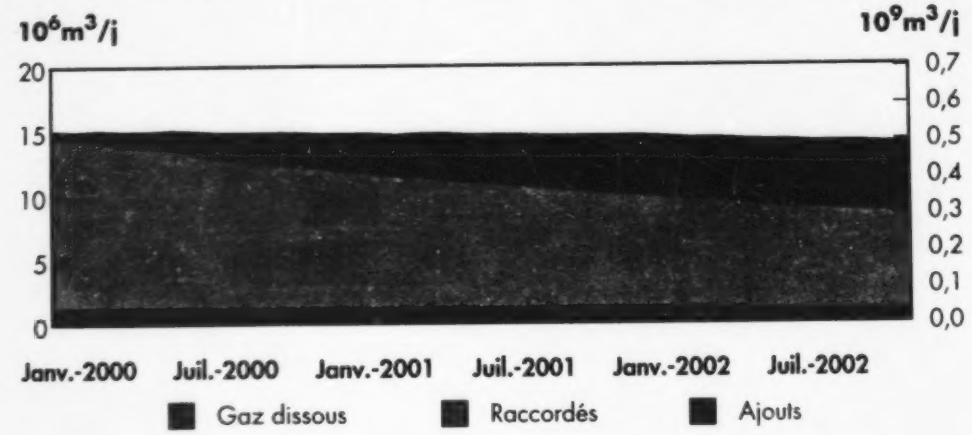
PRÉVISION DE BASE — SUD-EST DE L'ALBERTA



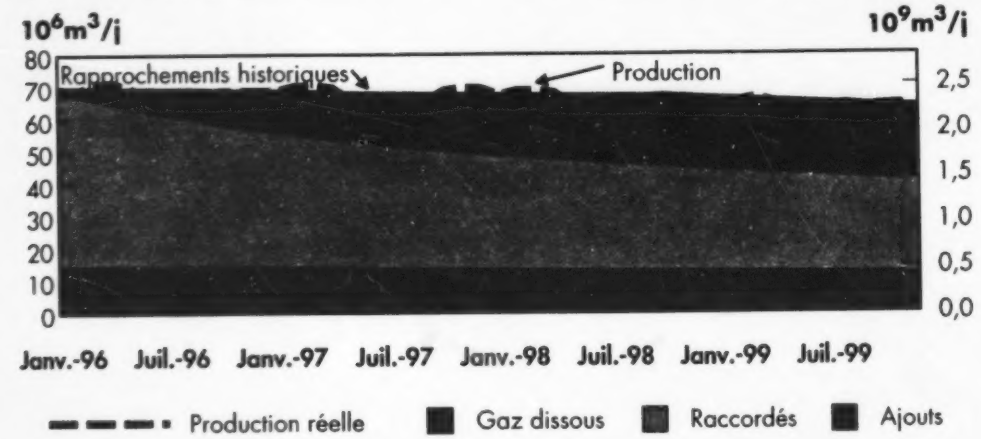
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — EST DE L'ALBERTA



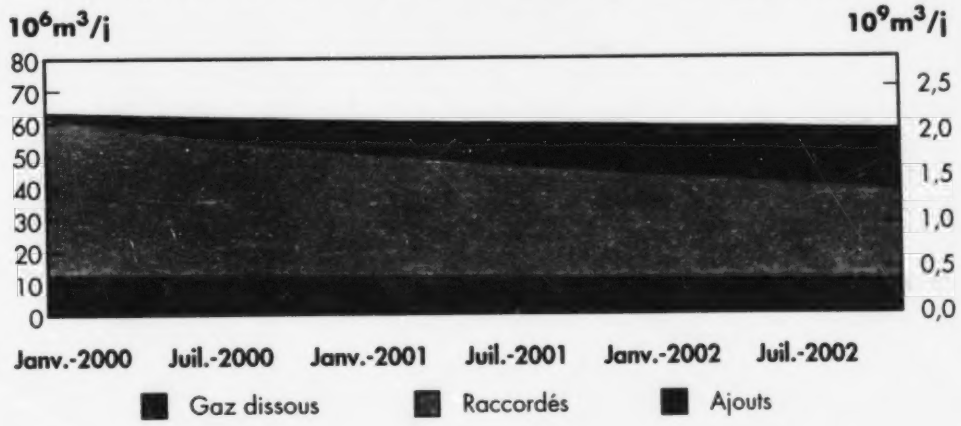
PRÉVISION DE BASE — EST DE L'ALBERTA



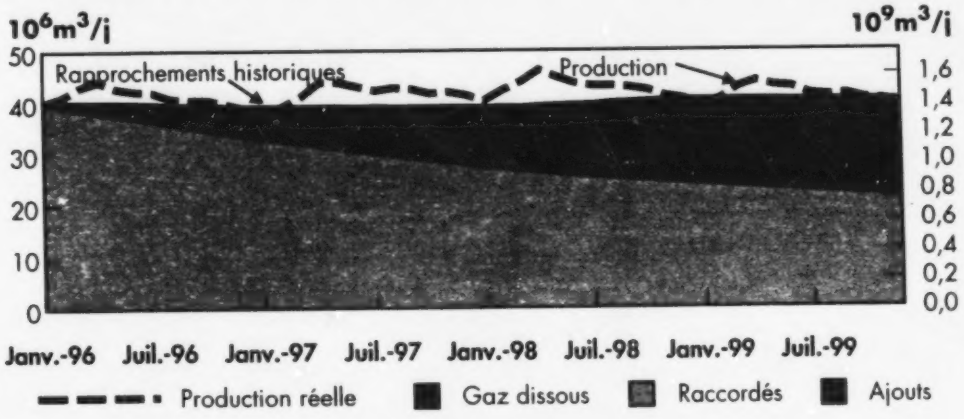
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — CENTRE DE L'ALBERTA



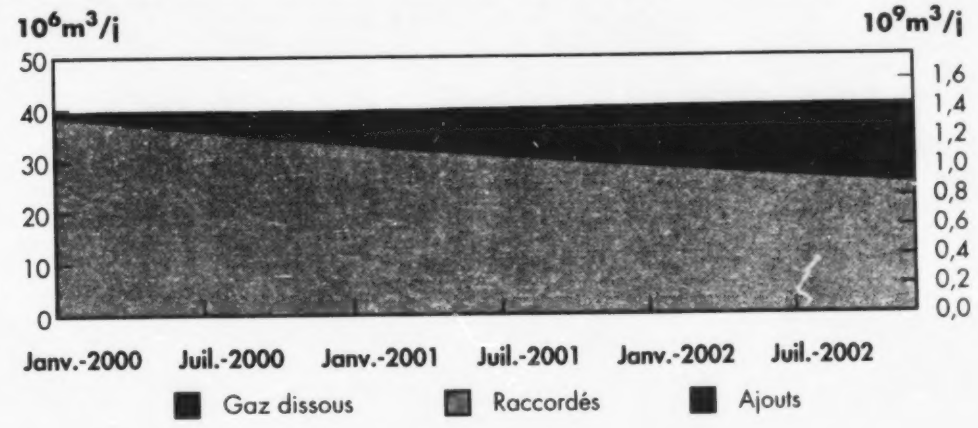
PRÉVISION DE BASE — CENTRE DE LÆALBERTA



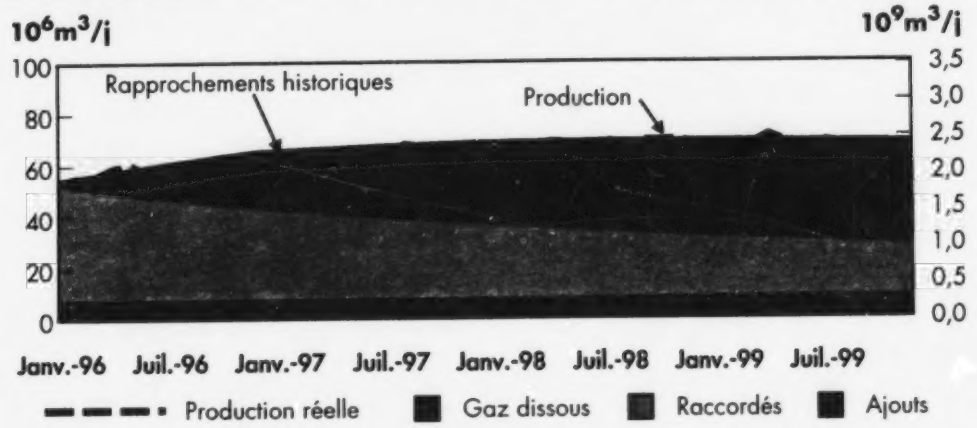
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — NORD-EST DE L'ALBERTA



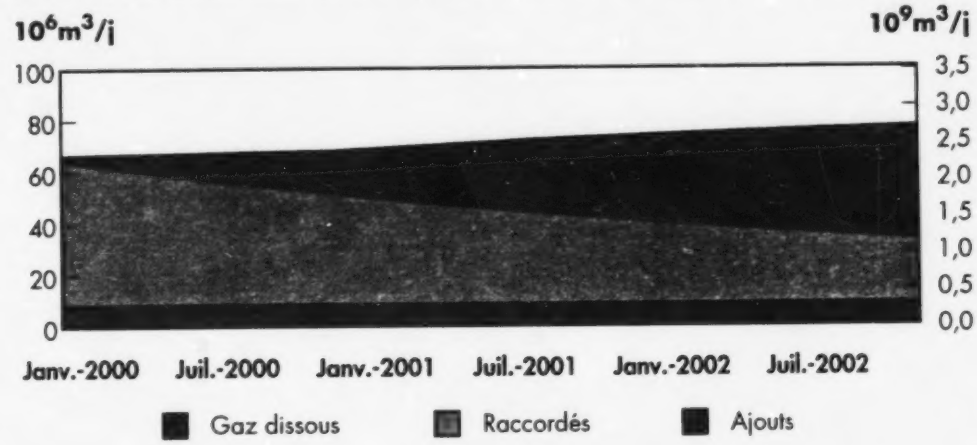
PRÉVISION DE BASE — NORD-EST DE L'ALBERTA



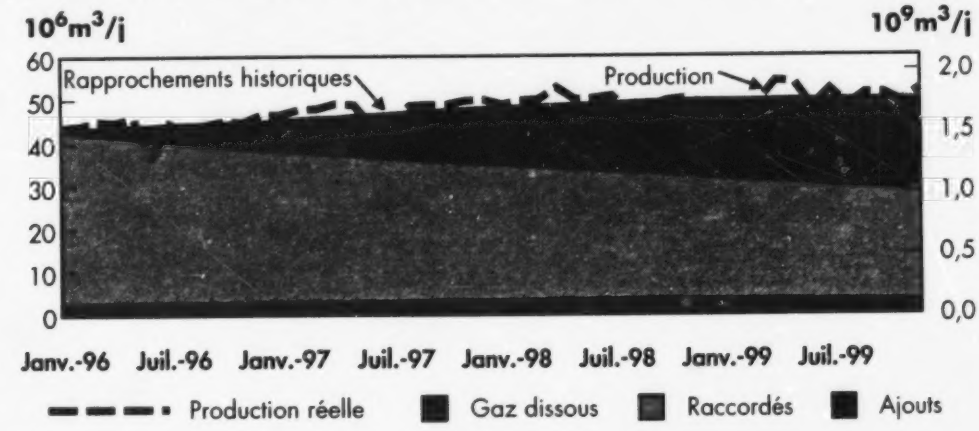
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — NORD-OUEST DE L'ALBERTA



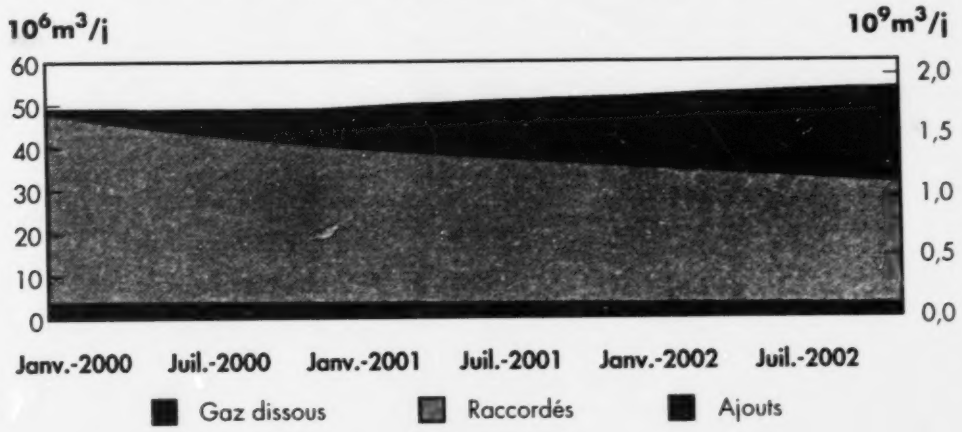
PRÉVISION DE BASE — NORD-OUEST DE L'ALBERTA



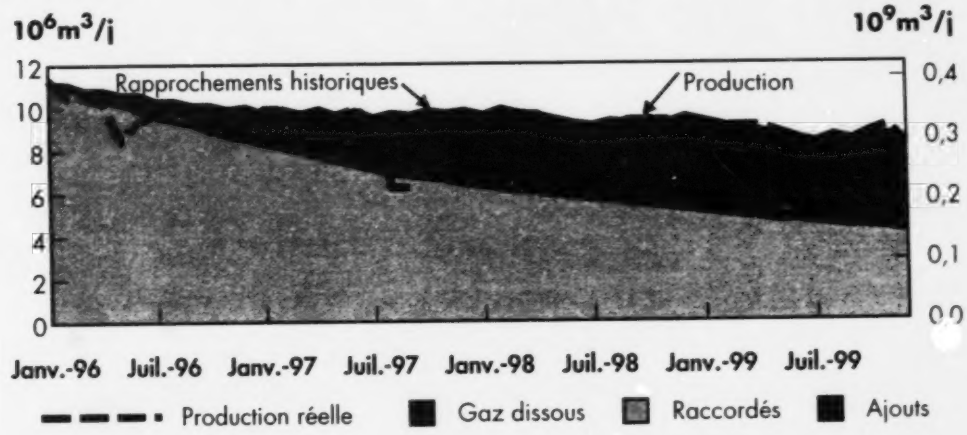
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — PLAINES DE LA C.-B.



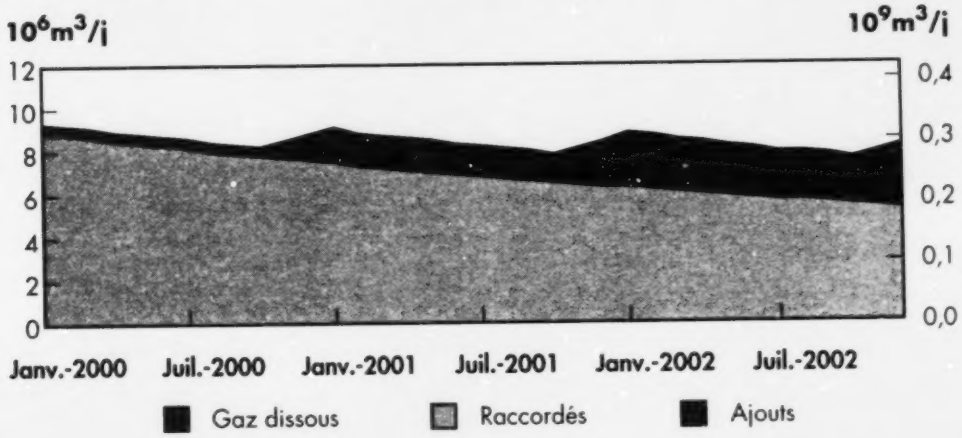
PRÉVISION DE BASE — PLAINES DE LA C.-B.



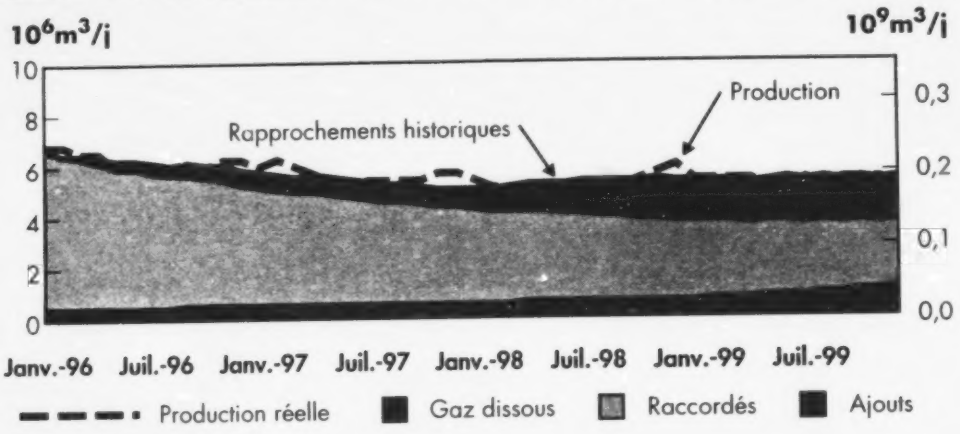
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — PIÉMONTS DE LA C.-B.



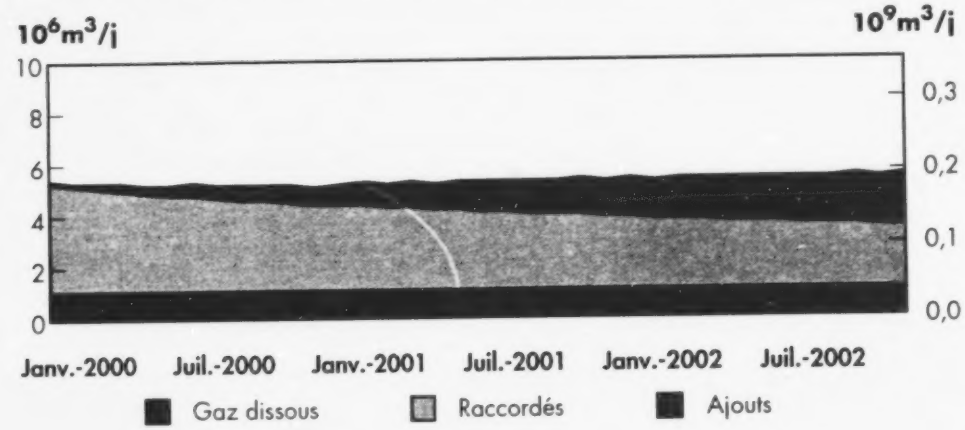
PRÉVISION DE BASE — PIÉMONTS DE LA C.-B.



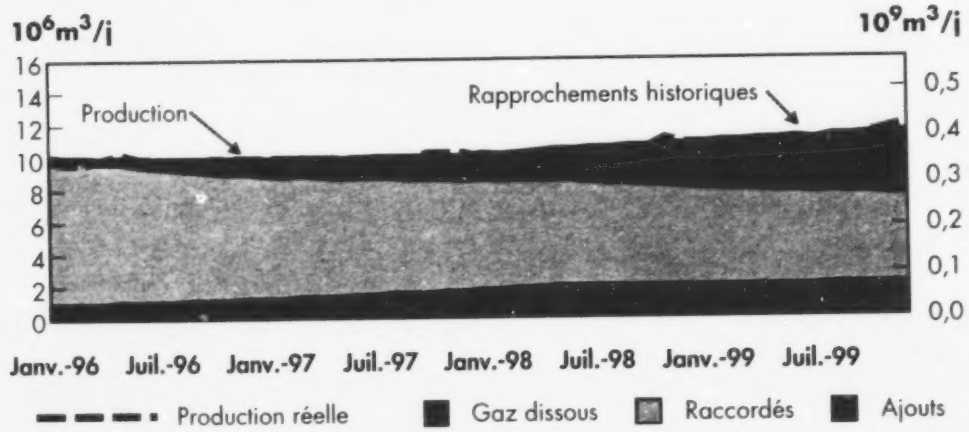
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



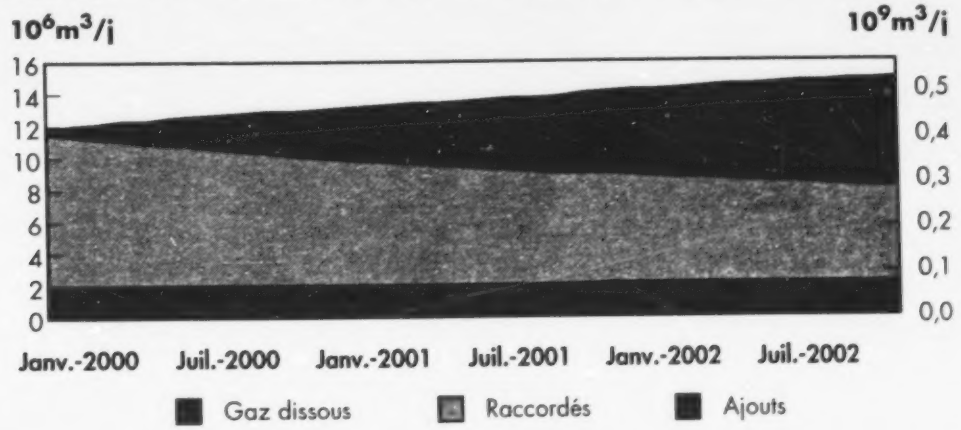
PRÉVISION DE BASE — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



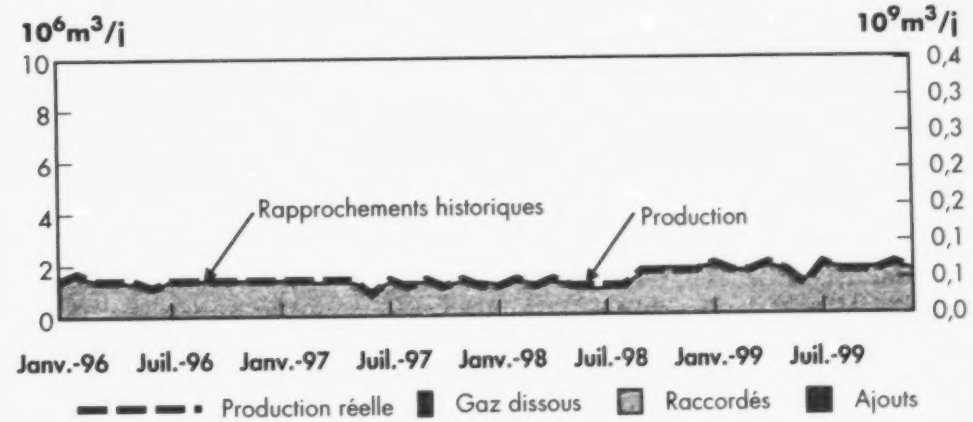
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



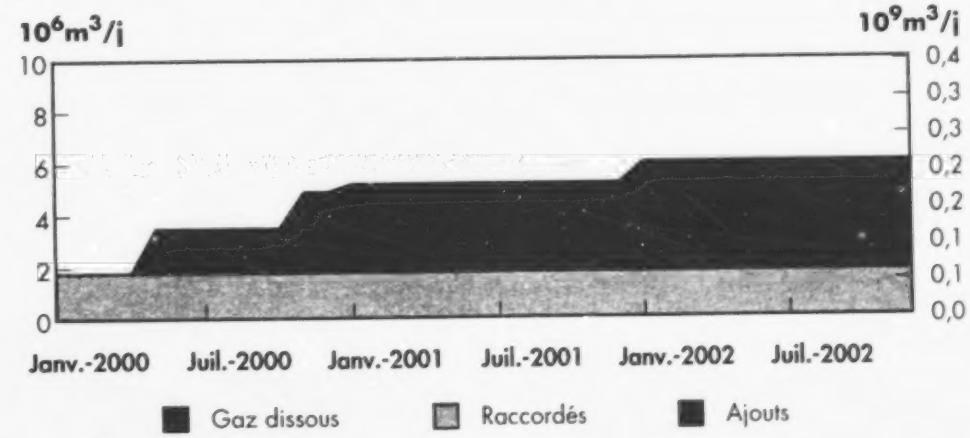
PRÉVISION DE BASE — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



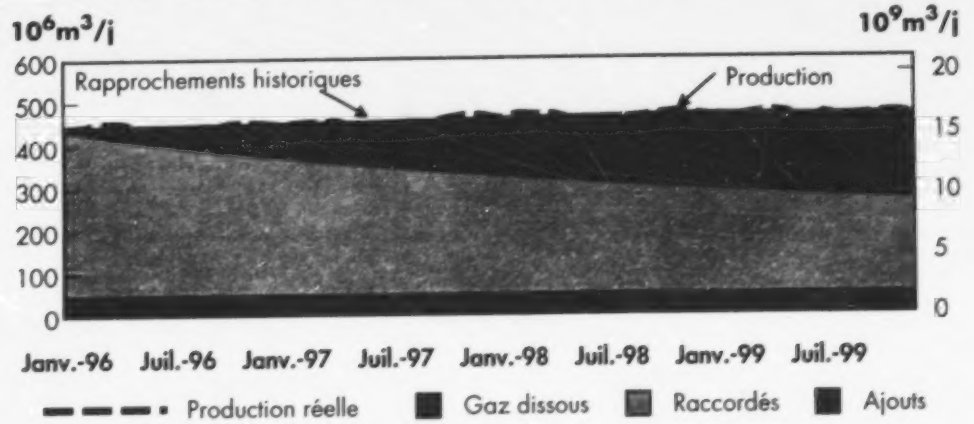
RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — SUD DES TERRITOIRES



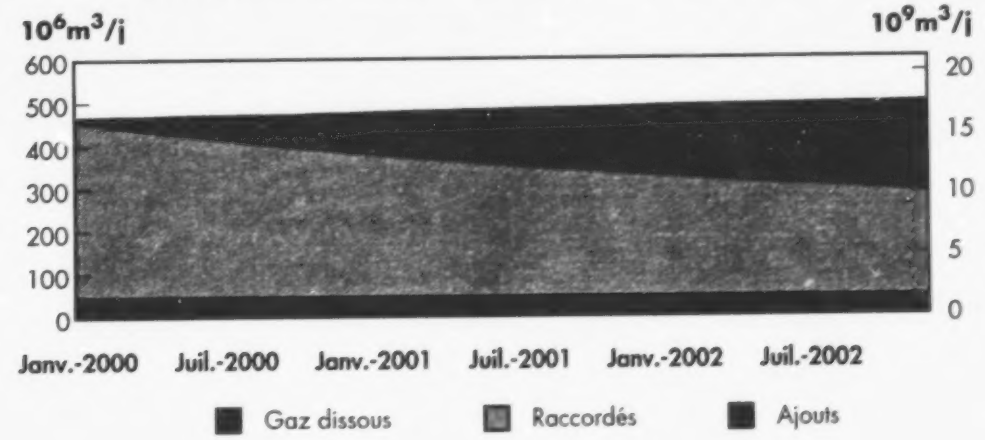
PRÉVISION DE BASE — SUD DES TERRITOIRES



RAPPROCHEMENT HISTORIQUE — BSOC

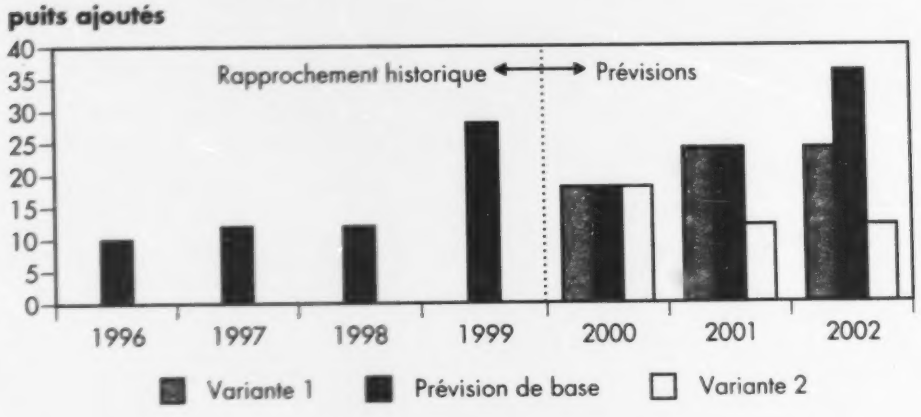


PRÉVISION DE BASE — BSOC

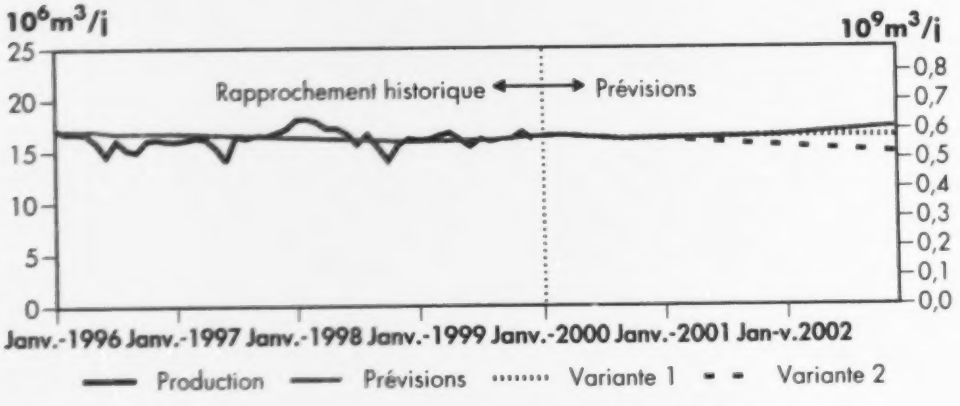


Comparaison entre les niveaux de raccordement de puits projetés et les prévisions sur la productibilité

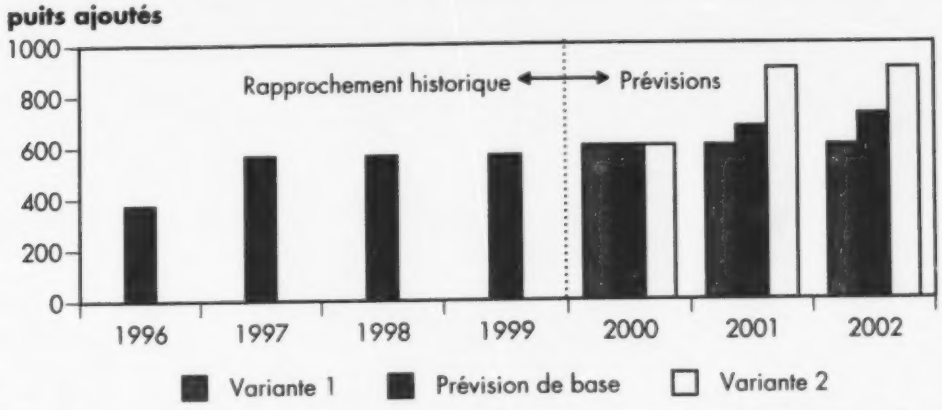
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



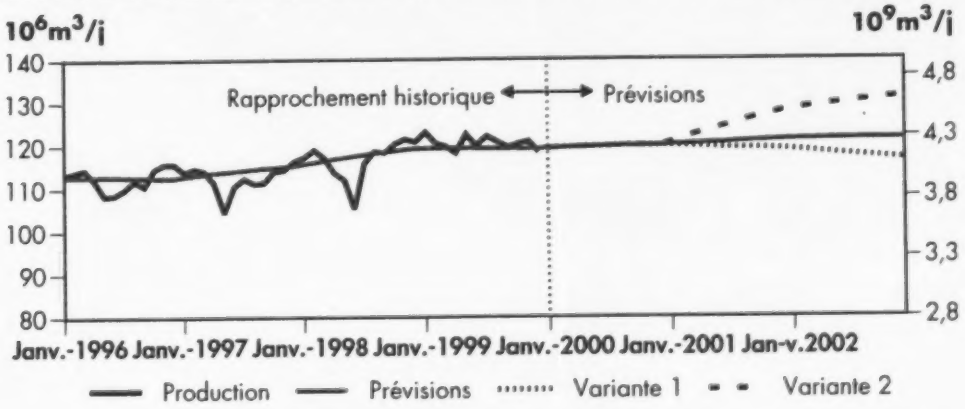
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBILITÉ — PIÉMONTS DE L'ALBERTA



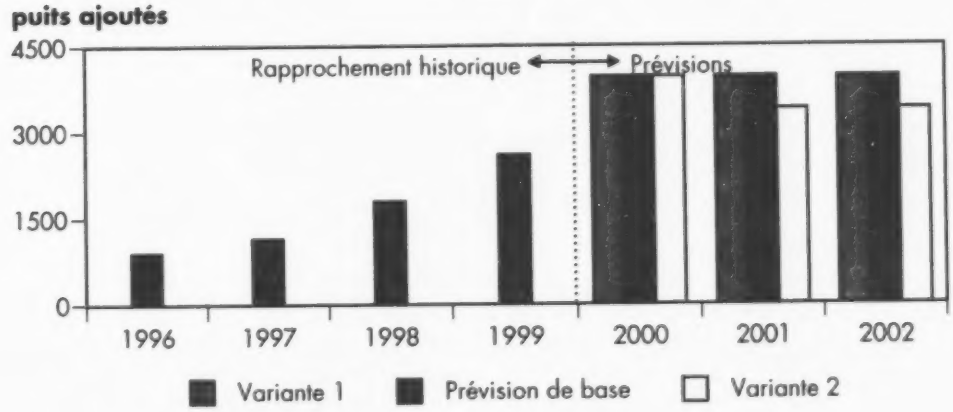
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



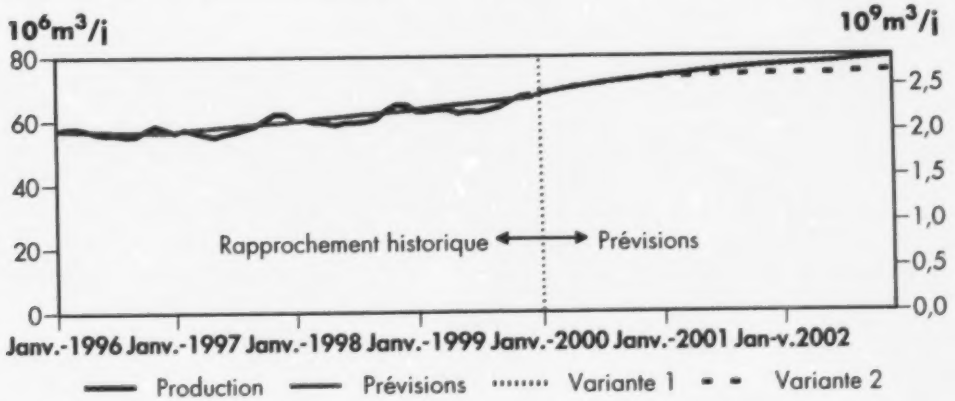
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — ZONE FRONTALE DES PIÉMONTS DE L'ALBERTA



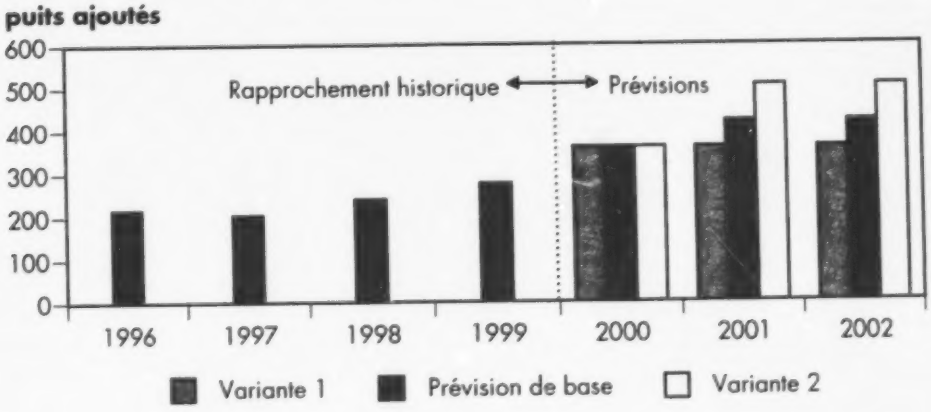
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — SUD-EST DE L'ALBERTA



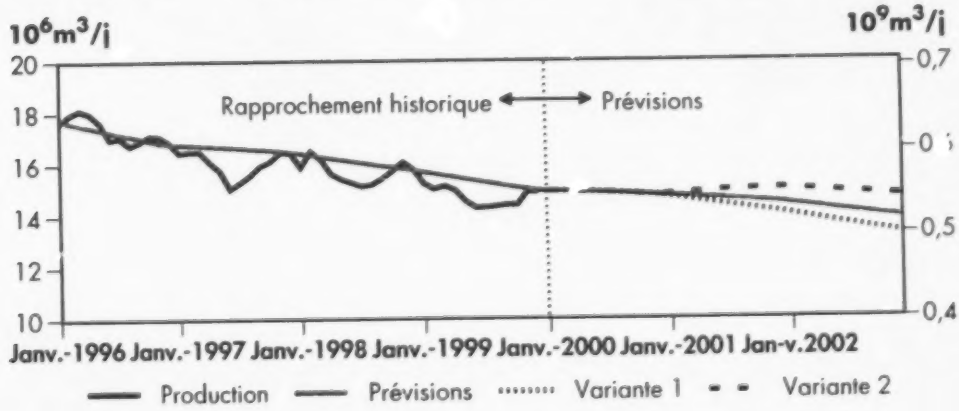
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — SUD-EST DE L'ALBERTA



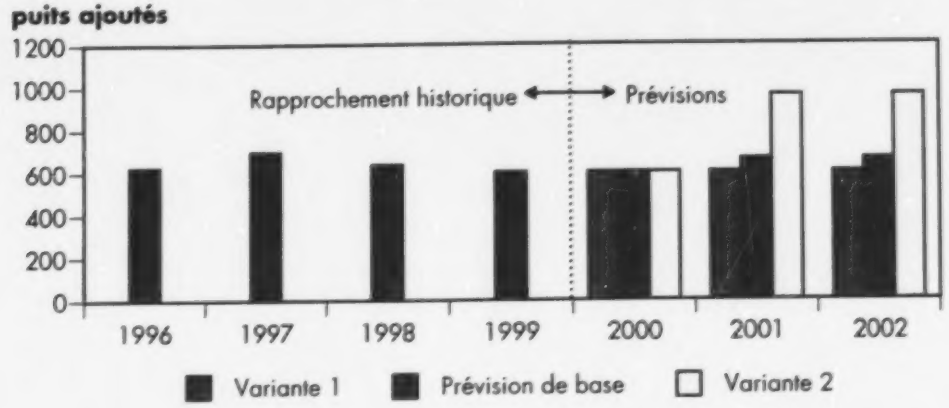
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — EST DE L'ALBERTA



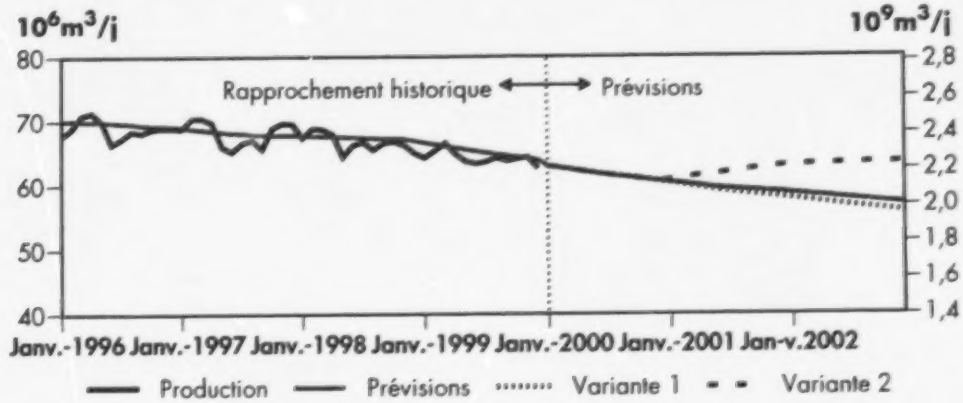
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — EST DE L'ALBERTA



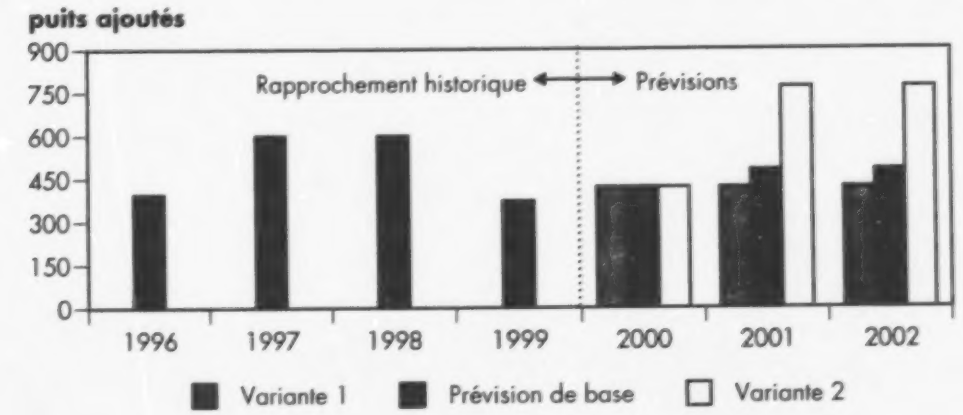
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — CENTRE DE L'ALBERTA



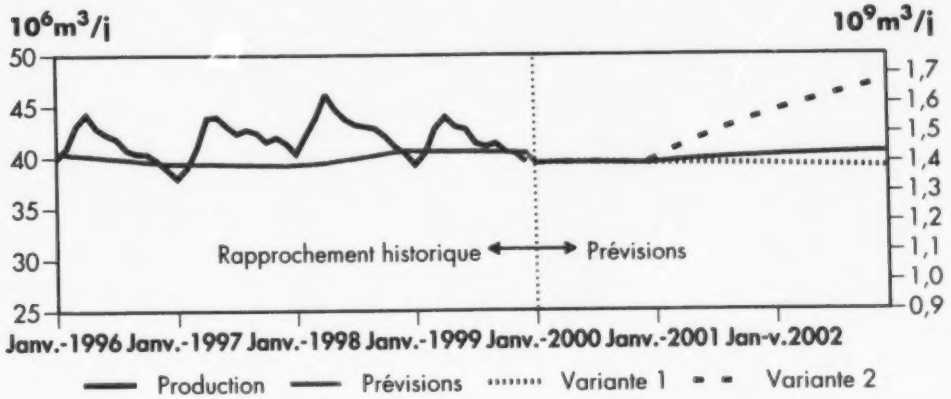
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBILITÉ — CENTRE DE L'ALBERTA



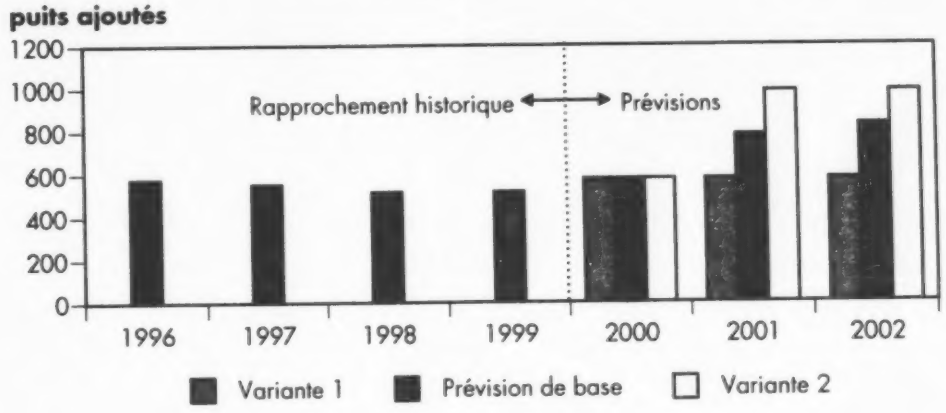
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — NORD-EST DE L'ALBERTA



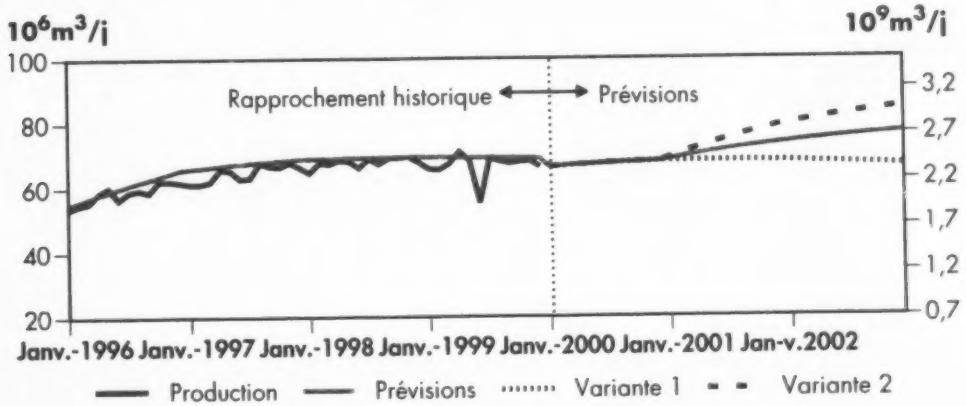
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — NORD-EST DE L'ALBERTA



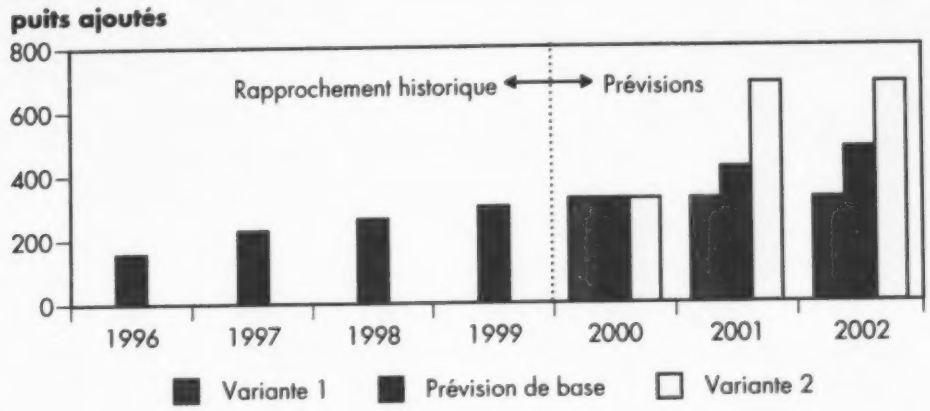
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — NORD-OUEST DE L'ALBERTA



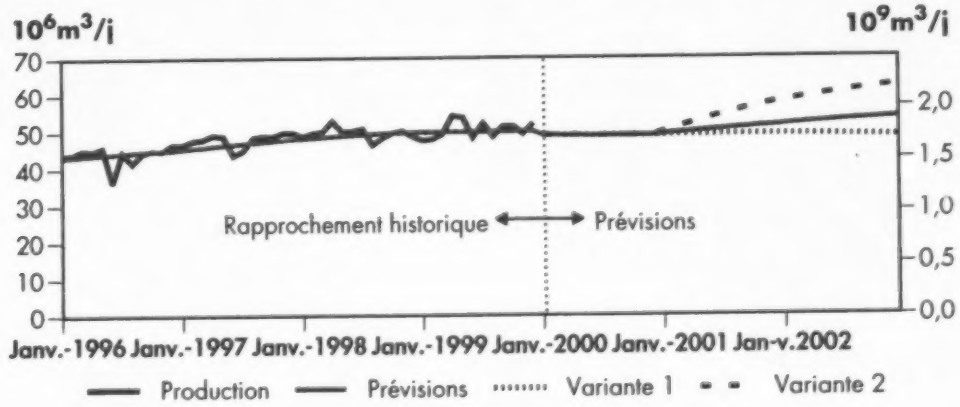
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — NORD-OUEST DE L'ALBERTA



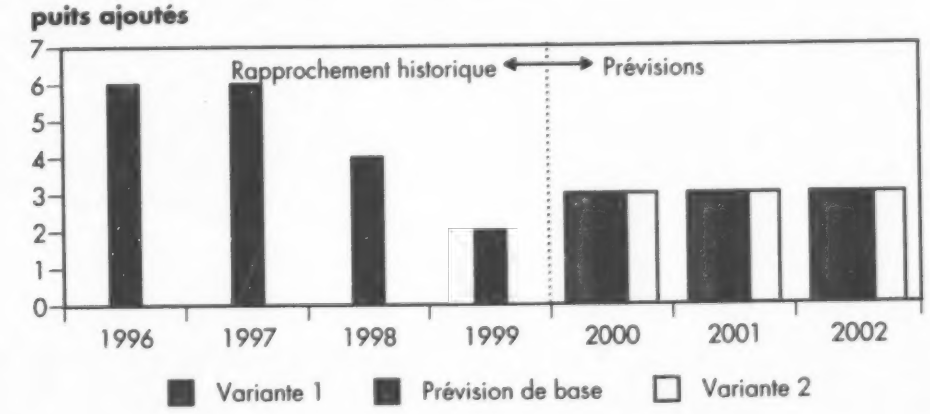
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — PLAINES DE LA C.-B.



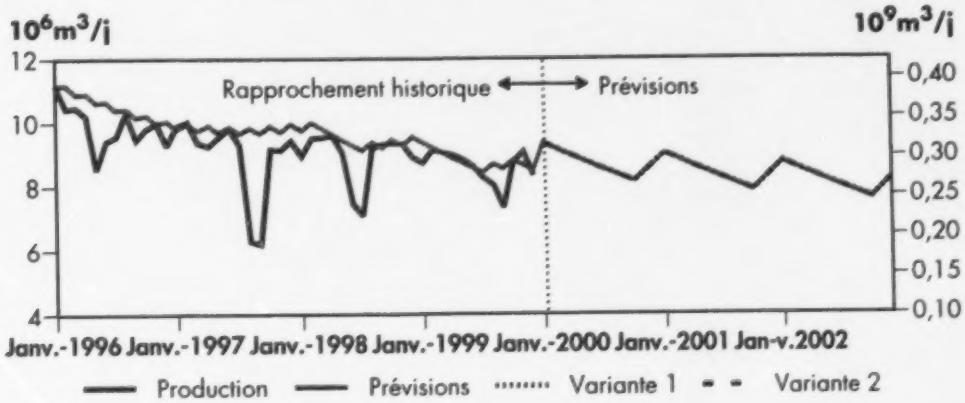
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBILITÉ — PLAINES DE LA C.-B.



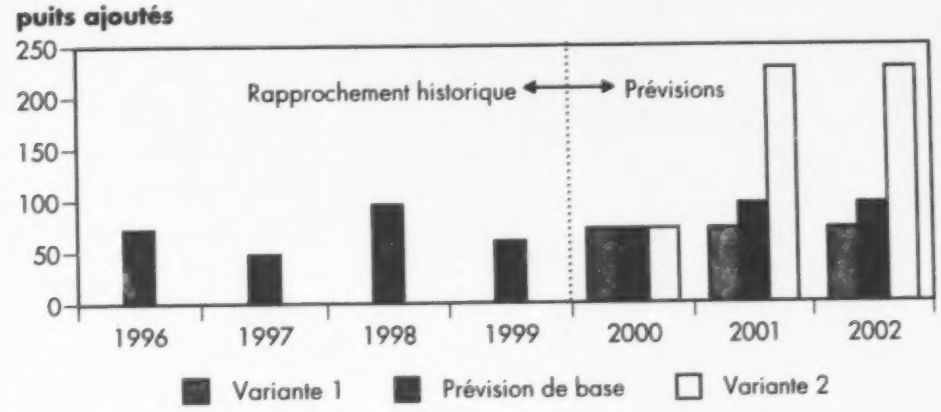
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — PIÉMONTS DE LA C.-B.



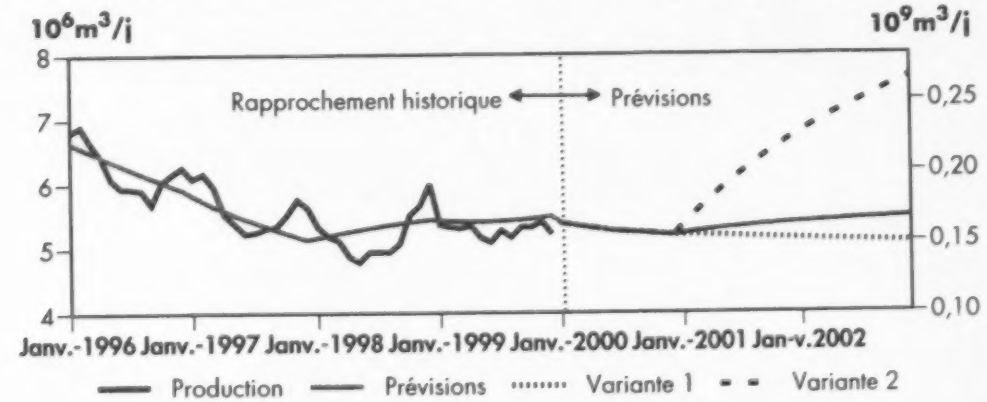
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — PIÉMONTS DE LA C.-B.



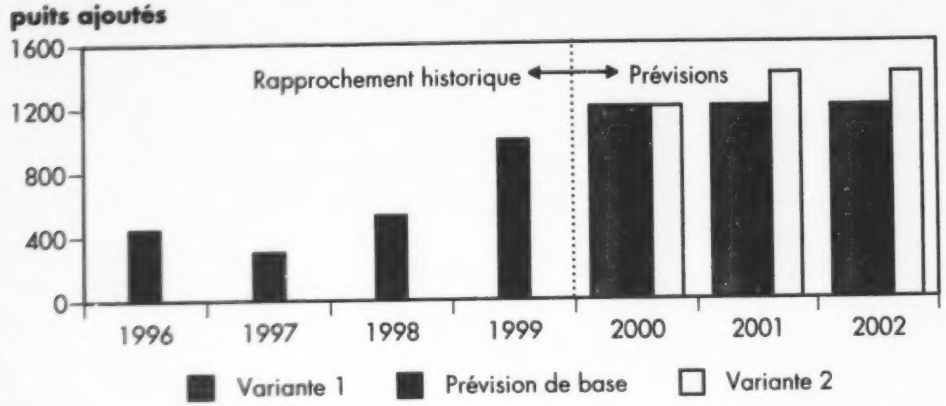
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



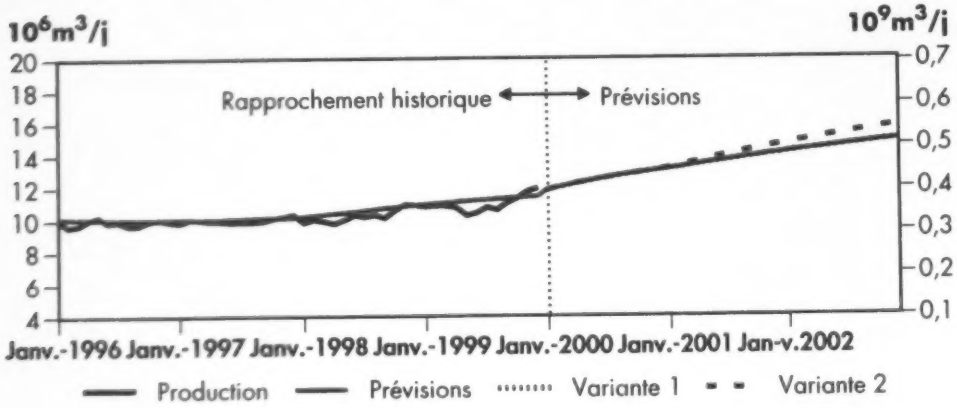
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBILITÉ — CENTRE-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



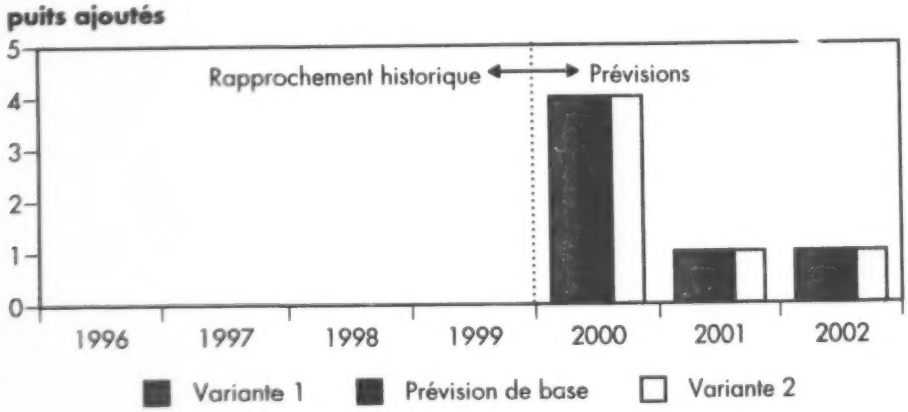
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — SUD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



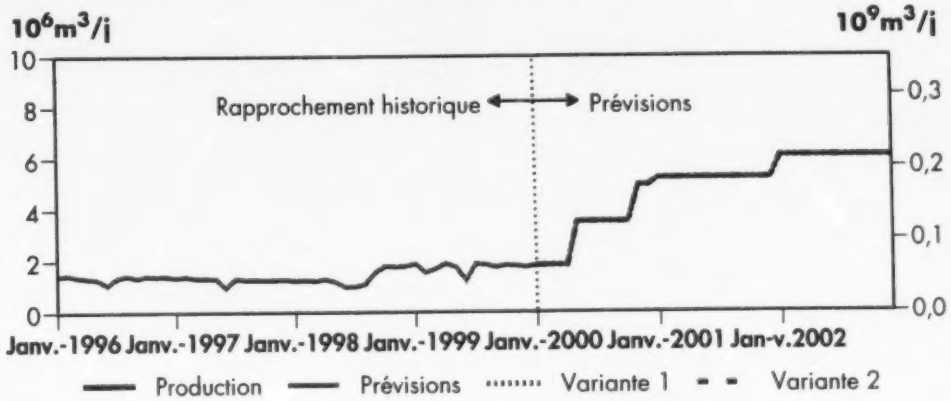
PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLITÉ — UD-OUEST DE LA SASKATCHEWAN



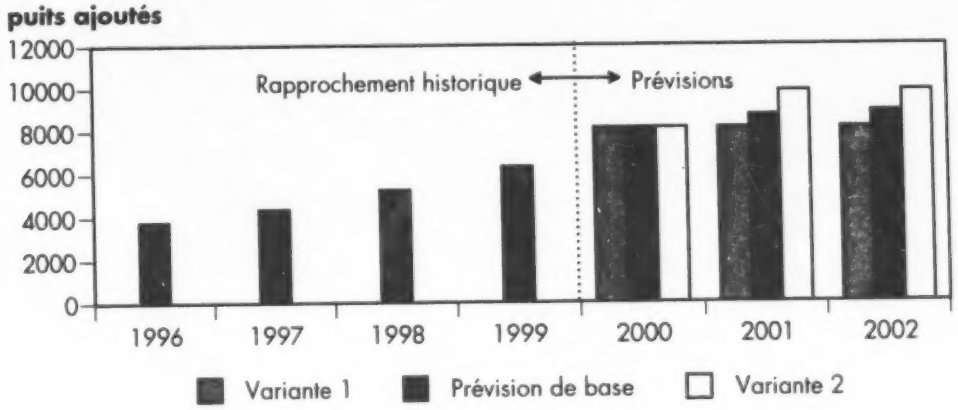
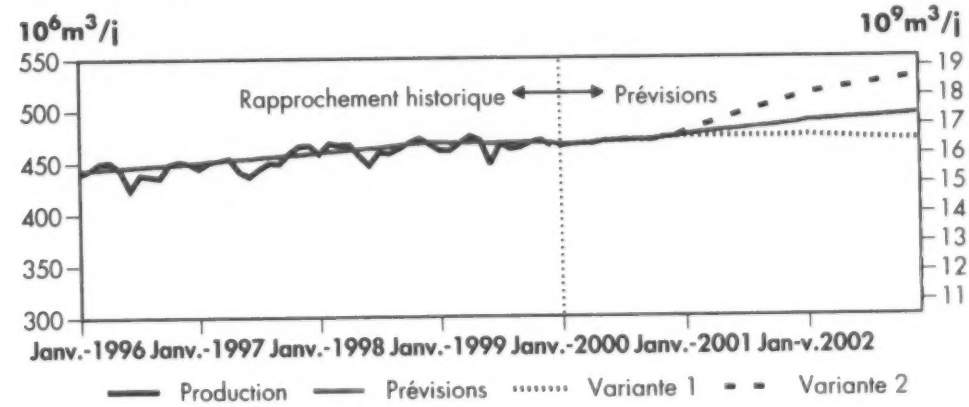
COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — SUD DES TERRITOITES



PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — SUD DES TERRITOITES



COMPLÉTIONS DE PUITS DE GAZ — BSOC



PRÉVISIONS DE PRODUCTIBLIITÉ — BSOC